

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедры

Н.Д. Булчаев

подпись

«_____» _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Анализ эффективности эксплуатации фонда механизированных скважин на
примере Южно-Черемшанского месторождения

Руководитель

подпись, дата

канд. техн. наук

Е.В. Безверхая

Выпускник

подпись, дата

Е.Э. Красилов

Консультант

Безопасность и экологичность

подпись, дата

Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер

подпись, дата

С.В. Коржова

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедры

Н.Д. Булчаев

подпись

«_____» _____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Красилову Евгению Эдуардовичу

Группа ГБ 13-03

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: «Анализ эффективности эксплуатации фонда механизированных скважин на примере Южно-Черемшанского месторождения»

Утверждена приказом по университету № 6477/с от 22.05.2017.

Руководитель ВКР Е.В. Безверхая кандидат технических наук, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета.

Исходные данные для ВКР: научные статьи и научно-техническая литература по нефтегазовому профилю, проектные документы (проект разработки месторождения и т.д), отчетные документы.

Перечень разделов ВКР: 1.Геологическая часть, 2.Технологическая часть, 3.Специальная часть, 4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР

Е.В. Безверхая

подпись

Задание приняла к исполнению

Е.Э. Красилов

подпись

« ____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит: 81 страницу; 10 рисунков; 12 таблиц; 32 источника.

Объектом исследования является Южно-Черемшанское нефтегазовое месторождение.

Цель работы заключается в анализе эффективности механизированной эксплуатации скважин Южно-Черемшанского месторождения, а также в обосновании целесообразности и эффективности внедрения нового оборудования.

В данной работе представлены сведения о геолого-физических характеристиках Южно-Черемшанского месторождения, дан анализ текущего состояния разработки продуктивных пластов, динамики текущих дебитов, обводненности продукции, энергетического состояния пластов и системы разработки. В работе уделено внимание изучению осложнений, влияющих на работу скважин, и указаны методы борьбы с ними. Проанализирована эффективность эксплуатации работающих на данный момент УЭЦН компании НОВОМЕТ, рассмотрены сроки службы данного оборудования, а также причины отказов. Предложен альтернативный способ эксплуатации осложненного фонда скважин, при помощи импортных насосных систем производства Centrilift.

Также в работе рассматривается организация работ по безопасности, охране труда в обществе и основные требования соблюдения экологической безопасности на Южно-Черемшанском месторождении.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1 Геолого-физическая характеристика месторождения	7
1.1 Общие сведения о месторождении	7
1.2 Стратиграфия и литология	9
1.3 Нефтегазоность разреза	11
1.4 Гидрогеологическая характеристика	14
1.5 Физико – химические свойства нефти, газа и воды	20
1.6 Запасы нефти и газа.....	26
2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения	28
2.1 Текущее состояние разработки.....	28
2.1.1 История проектирования разработки месторождения	28
2.1.2 Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации	31
3 Особенности и эффективность эксплуатации механизированного фонда скважин Южно-Черемшанского месторождения	33
3.1 Механизированная добыча	33
3.2 Осложнения при эксплуатации скважин Южно-Черемшанского месторождения и методы борьбы с ними	35
3.3 Применение УЭЦН	45
3.4 Анализ эффективности применения УЭЦН компании НОВОМЕТ	46
4 Замена отечественных УЭЦН на насосные системы Centrilift, как альтернативный способ сокращения часторемонтируемого фонда скважин	48
4.1 Причины остановок насосов осложненного фонда скважин	48
4.2 Конструкция насосных систем серии Centurion	49
4.3 Подбор оборудования для выделенных скважин	59
4.4 Экономическая эффективность внедрения	64
5 Безопасность и экологичность	66
5.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	66
5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	67

5.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования	68
5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	71
5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	72
5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	74
5.7 Экологичность проекта	75
Заключение	77
Список сокращений	79
Список использованных источников	80

ВВЕДЕНИЕ

Южно-Черемшанское нефтяное месторождение относится к крайне сложным объектам разработки как по своему геологическому строению, наличию 30 продуктивных пластов, так и по свойствам пластовых флюидов. Нефть Южно-Черемшанского месторождения добывается только механизированным способом. При этом на эффективность работы механизированных скважин влияет ряд осложняющих факторов, которые присутствуют на месторождении.

Широко используемое в нефтяной отрасли серийное отечественное глубиннонасосное оборудование в осложнённых условиях не может эксплуатироваться эффективно. Вредное влияние механических примесей и газа, выносимых из пластов, приводит к снижению или срыву подачи насосов, это резко уменьшает межремонтный период работы оборудования, что влечет за собой неизбежное увеличение числа подземных ремонтов.

Учитывая, что доля добычи нефти механизированным способом на Южно-Черемшанском месторождении составляет 100%, решение проблемы защиты внутрискважинного насосного оборудования от влияния осложняющих факторов весьма актуально. Оно скажется на повышении производительности скважин, уменьшении затрат на капитальный и текущий ремонт и в итоге приведет к снижению себестоимости добычи нефти за счет увеличения наработки на отказ внутрискважинного оборудования.

Работа посвящена анализу эффективности эксплуатации скважин и изучению влияния осложняющих факторов таких, как солеотложение, механические примеси и др. на работу УЭЦН и способам борьбы с ними. Рассмотрена эффективность и результаты внедрения современного оборудования на Южно-Черемшанском месторождении, а также предложен альтернативный метод эффективной эксплуатации осложненного фонда скважин.

Рассмотрев данный вопрос, можно наметить зарубежные наработки для более эффективного подъема газожидкостной смеси. Применение данных

технологий позволит увеличить дебиты скважин, повысить эффективность производства и снизить затраты. Снижение затрат ведет к увеличению прибыли, это и является основной задачей для нефтяной компании.

Цель данной работы- анализ эффективности механизированной эксплуатации скважин Южно-Черемшанского месторождения, целесообразность и эффективность внедрения нового оборудования.

Задачи:

- Анализировать текущее состояние Южно-Черемшанского месторождения.
- Анализировать эффективность эксплуатации насосного оборудования, осложнения, влияющие на работу насосов и причины отказов оборудования.
- Сформулировать заключения и выводы по результатам внедрения дополнительного оборудования.
- Предложить альтернативный способ эксплуатации часто ремонтируемого фонда скважин.
- Подобрать насосное оборудование для часто ремонтируемого фонда скважин.

1 Геолого-физическая характеристика месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Южно-Черемшанское нефтяное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области и находится в 232 км к западу от районного центра п. Каргасок (рисунок 1). Месторождение открыто в 1969 году, в разработку введено в 1992 году. Недропользователем месторождения является ЗАО «Томск-Петролеум-Унд-Газ», на основании лицензии ТОМ № 00053 НЭ от 19.08.1996 г, сроком действия до 29.12.2018 г. С 2003 года месторождение эксплуатирует ОАО «Томскнефть» ВНК, согласно агентскому договору с ЗАО «Томск-Петролеум-Унд-Газ».

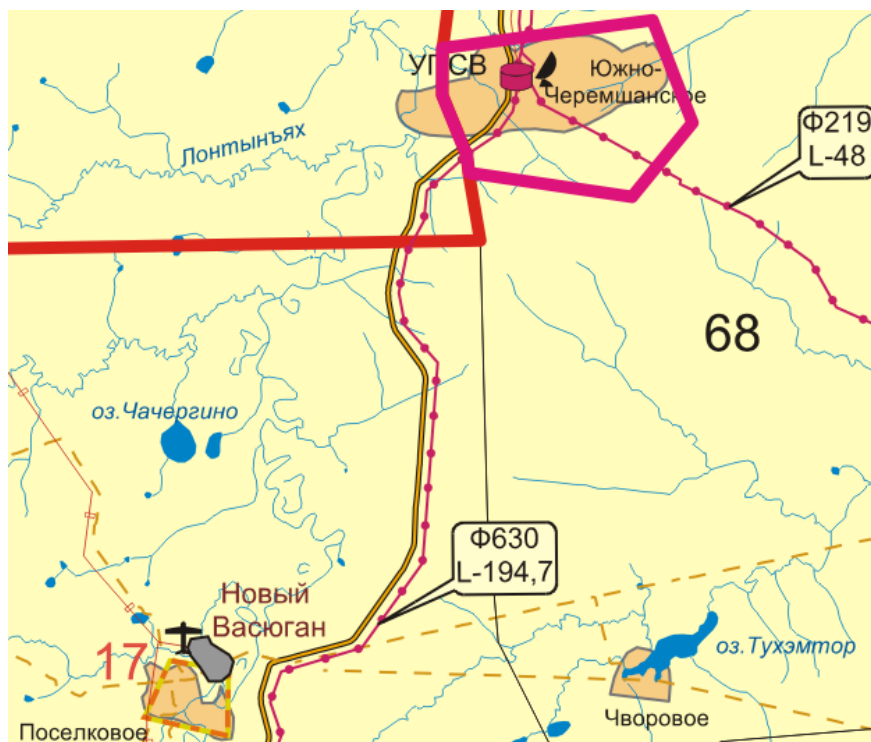


Рисунок 1 - Обзорная карта района работ

В орографическом отношении район представляет собой расчлененную, слабозаболоченную и залесенную равнину с абсолютными отметками от +78 до +118 м. Основной водной артерией является р. Васюган, протекающая в 10-15

км к западу от месторождения. Более мелкие правые притоки реки Васюган - Осиновая и Половинка - пересекают месторождение в его восточной и западной частях в направлении с юго-востока на северо-запад. Реки мелководные, со спокойным течением, ширина их не превышает 5-10 м, глубина - 2 м.

Климат района резко континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Среднесуточная температура июля +17 °С, января -25 °С. Среднегодовое количество осадков - 400 мм. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая, его высота достигает 0.4-0.5 м на открытых и 0.8-1 м на залесенных местах. Уровень грунтовых вод изменяется от 0 до 25 м. Промерзаемость грунта - от 0.3 до 1.5 м. Реки вскрываются в мае, ледостав происходит в конце ноября.

Южно-Черемшанское месторождение расположено в южной геокриологической зоне, для которой свойственно существование реликтовой мерзлоты. Кровля ее залегает на глубинах от 70 до 220 м, подошва от 100 до 280 м. Толщина мерзлоты от 30 до 60 м.

Район расположен в зоне тайги и населен различными таежными видами животных. Реки богаты рыбой.

Автомобильные дороги связывают Южно-Черемшанское месторождение с Игольско-Таловым и Катильгинским месторождениями, вахтовым поселком Пионерный и причалом п. Катильга. В 22 км на юг от месторождения проходит шоссейная дорога областного значения Каргасок-Мельниково-Томск и зимник до г. Кедрового. Ближайший аэродром, рассчитанный на обслуживание самолетов Ан-24 и Як-40, расположен в вахтовом поселке Пионерный.

К северо-западу от Южно-Черемшанского месторождения, ОАО «Томскнефть» сформирована мощная инфраструктура, обеспечивающая нефтедобычу, подготовку и транспортировку нефти месторождений Васюганской группы – Первомайского, Катильгинского, Западно-Катильгинского, Озерного, Ломового и др.

1.2 Стратиграфия и литология

В геологическом строении Южно-Черемшанского месторождения принимают участие вулканогенно-осадочные породы доюрского (пермь-триасового) фундамента и мощная толща терригенных образований мезокайнозойского осадочного чехла.

ПАЛЕОЗОЙСКАЯ ГРУППА (PZ)

Породы домезозойского платформенного основания вскрыты на месторождении лишь одной скважиной – 337 р, в интервале глубин 3113 – 3116 м. По макроописанию керна литологически представлены вулканогенно-осадочными породами – туфобрекчиями и туфопесчаниками буровато-серого цвета. На поверхности фундамента отмечается кора выветривания, сложенная сидеритизированной дресвой, в основном аргиллитового состава. Возраст фундамента предположительно пермо-триасовый.

МЕЗОЗОЙСКАЯ ГРУППА (MZ)

Включает в себя юрскую, меловую, палеогеновую и четвертичную системы.

ЮРСКАЯ СИСТЕМА (J)

Юрская система в разрезе месторождения представлена всеми тремя отделами: нижний-средний отдел (J1-2) – тюменская свита и верхний отдел (J3), который представлен всеми ярусами: келовейским, оксфордским, киммериджским и волжским. В составе указанных ярусов выделяются свиты: васюганская (J3 k-o), георгиевская (J3v1-km), баженовская (J3v1-km). Залежей, содержащих промышленные запасы нефти в границах юрской системы не обнаружено.

МЕЛОВАЯ СИСТЕМА (K)

Отложения меловой системы – нижнего и верхнего отделов, толщиной более 1900 м на месторождении вскрыты всеми пробуренными скважинами. Они согласно и без перерыва залегают на породах позднеюрского возраста.

Нижний отдел (K1)

В разрезе нижнего отдела установлены все ярусы, в объеме которых выделяются снизу-вверх: куломзинская, тарская, вартовская, киялинская, алымская и нижняя часть покурской свиты.

В нижней части тарской свиты (берриас-валанжин, K1b-v) залегают песчаные продуктивные пласты B13, B12.

Прибрежно-морские отложения вартовской свиты (валанжин-готерив-баррем, K1v1-K1a) с размывами перекрывают в разрезе осадки тарской свиты

Свита включает в себя продуктивные пласты B10, B92, B91, B82, B81, B73, B72, B71, B62, B61, имеющие покровное строение.

Континентальные отложения киялинской свиты (валанжин–готерив-баррем, K1) на площади работ перекрывают разрез вартовской свиты. Свита содержит продуктивные пласты B54, B52, B51, B43, B42, B41, B0, A10, A9, A7, A6, A53, A52, A51, A42, A41, A3, A21.

Верхний отдел (K2)

Отложения верхнего отдела меловой системы представлены всеми ярусами, в объеме которых выделяются снизу вверх: кузнецовская, ипатовская, славгородская и ганькинская свиты.

Продуктивных пластов, содержащих запасов нефти или газа, в пределах верхнего отдела не обнаружено.

Кайнозойская группа (Kz)

Среди отложений кайнозойской группы в описываемом разрезе выделяются палеогеновая и четвертичная системы.

Палеогеновая система (P)

Разрез палеогеновых отложений сложен мощной толщей осадков морского генезиса палеоценового, эоценового отделов и континентальными образованиями олигоценового отдела.

ЧЕТВЕРТИЧНАЯ СИСТЕМА

Нерасчлененные континентальные отложения четвертичной системы имеют на площади покровное распространение. Литологически представлены

суглинками, песками, песчаными глинами, торфяниками. Их мощность в районе не превышает 20-40 м.

Таким образом, стратиграфический разрез в пределах Южно-Черемшанского месторождения согласуется с региональными закономерностями, установленными для данного района. Продуктивные пласты приурочены к отложениям меловой системы (берриас-валанжинский ярусы – пласты Б12, Б13; валанжин-готерив-барремский ярусы – пласты Б10, Б92, Б91, Б82, Б81, Б73, Б72, Б71, Б62, Б61, Б54, Б52, Б51, Б43, Б42, Б41, Б0, А10, А9, А7, А6, А53, А52, А51, А42, А41, А3, А21).

1.3 Нефтегазоность разреза

На Южно-Черемшанском месторождении геологический разрез характеризуется широким диапазоном нефтепроявлений. Промышленная нефтеносность установлена в пластах группы А (11 пластов): А10, А9, А7, А6, А5(3), А5(2), А5(1), А4(2), А4(1), А3 и А2(1), а также в пластах группы Б (14 пластов): Б13, Б10, Б92, Б91, Б82, Б72, Б71, Б62, Б61, Б54, Б52, Б51, Б42, Б41. Кроме того, по пластам Б12, Б81, Б73, Б43 и Б0 на государственном балансе числятся запасы нефти по категории С2.

Описание нефтегазоносности приводится снизу-вверх по разрезу с учетом утвержденных в ГКЗ геологических построений на основе созданных геологических моделей.

На данный момент разрабатываются пласты: Ю1(3+4); Б13; Б9²; Б8²; Б6¹; А4²; А7

Пласт Б13

Является одним из основных продуктивных пластов. Залегают на глубине -2490 м, вскрыт 19 скважинами.

Пласт опробован в двух скважинах: №№ 226 (а.о. 2324.0-2355.0) и 216 (а.о. 2322.3-2329.3) . Получены притоки безводной нефти соответственно 33.7 м³/сут при депрессии на пласт 5 МПа и 9.4 м³/сут при депрессии 1.9 МПа.

Ввиду того, что по результатам опробования притоков воды получено не было, водонефтяной контакт принят на абсолютной отметке -2337.2 м, соответствующей подошве нефтенасыщенного прослая по данным ГИС в скв. 225.

Залежь по типу пластовая сводовая, размеры ее составляют 3.0х2.5 км, высота равна 21 м.

Пласт Б9²

Является одним из основных продуктивных пластов, залегает на глубине -2331 м. Промышленная нефтеносность пласта подтверждена опробованием. В скв. 2 (а.о. 2179.0-2181.2) получен фонтанный приток нефти 7.8 м³/сут при депрессии 1.6 МПа, в скв. 225 (а.о. 2161.5-2172.5) пласт опробован совместно с пластом Б91, получено 5 м³/сут нефти на штуцере 8 мм.

Водонефтяной контакт принят на отметке -2182 м, соответствующей отметке подошвы нефтеносного коллектора в скв. 2, пробуренной в южной части залежи. Пласт опробован до отметки -2181.2 м, получен безводный приток нефти.

Залежь нефти по типу пластовая сводовая. Размеры ее составляют 3.7х3.75 км, высота равна 17 м.

Пласт Б8²

Залегает на глубине -2305 м. Продуктивность залежи в пределах пласта подтверждена опробованием в скв. 2, где с а.о. 2151.2-2157.2 получен фонтанный приток 24 м³/сут безводной нефти при депрессии 1.1 МПа на штуцере 4 мм.

Водонефтяной контакт принят на отметке -2156.2 м, соответствующей отметке подошвы коллектора в скв. 2, нефтенасыщенного по данным ГИС и опробования. В скв. 216 кровля водоносного пропластка имеет отметку -2156.2 м.

Залежь по типу пластовая сводовая, размеры ее составляют 3х3 км, высота равна 21.9 м.

Пласт Б6¹

Залегают на глубине -2240 м. Опробован в скв. 335 до отметки 2092.8 м. Получен фонтанный приток нефти 65 м³/сут при депрессии на пласт 0.56 МПа, на 4 мм штуцере.

Водонефтяной контакт вскрыт на отметке -2292.8 м, соответствующей подошве прослая, нефтенасыщенного по данным ГИС и опробования в скв. 335.

Залежь по типу пластовая сводовая. Размеры ее составляют 1.75x2.5 км, высота равна 11.9 м.

Пласт А7

Залегают на глубине -1975 м. Пласт опробован в 3 скважинах -№№ 2, 232, 225. В скв. 2 приток нефти 113 м³/сут, при депрессии на пласт 1.9 МПа.

Водонефтяной контакт принят на отметке -1833.4 м, соответствующей подошве прослая нефтенасыщенного по данным ГИС и опробованного в скв. 2 и кровле водоносного прослая по данным ГИС в скв. 225.

Залежь по типу пластовая сводовая, частично литологически ограниченная. Размеры ее составляют 1.6x1 км, высота равна 12.3 м.

Пласт А4²

Залегают на глубине -1898 м. В пласте выявлено 3 залежи нефти.

Залежь 1 (район скв. 233)

Водонефтяной контакт принят на отметке -1764.2 м, соответствующей отметке подошвы нефтенасыщенного песчаника в скв. 2, продуктивного по данным ГИС и опробования.

Пласт опробован в трех скважинах. В скв. 225 из интервала отметок – 1749-1750.8 получен фонтанный приток нефти 40 м³/сут и воды 3 м³/сут; в скв. № 2 из интервала отметок –1749.2-1764.2 м получен безводный приток нефти 185 м³/сут при депрессии 0.33 МПа. В скв. 216 пласт эксплуатируется совместно с пластом Б13.

Залежь пластовая сводовая. Размеры ее составляют 3.3x3.75 м, высота равна 24.5 м.

Залежь 2 (район скв. 107)

Положение водонефтяного контакта принято на отметке -1757.7 м, соответствующей подошве нефтенасыщенного прослоя по данным ГИС в скв. 107.

При опробовании пласта в скв. 107 в интервале а.о. -1754.5-1756.8 м получен приток нефти 9.5 м³/сут, воды 28 м³/сут.

Залежь сводовая, на всей площади подстилаемая водой. Размеры залежи составляют 0.5х0.5 км, высота равна 3.6 м.

Залежь 3 (район скв. 105)

Водонефтяной контакт принят на отметке -1753.7 м, соответствующей отметке подошвы песчаного прослоя в скв. 105, нефтенасыщенного по данным ГИС.

Пласт опробован до отметки -1748.9 м, получен приток нефти 16 м³/сут, воды 24 м³/сут. Залежь сводовая, на всей площади подстилаемая подошвенной водой. Размеры залежи составляют 6.2х1.5 км, высота равна 7.9 м.

Таким образом, в разрезе Южно-Черемшанского месторождения выявлено 30 продуктивных пластов, в которых локализованы 39 залежей нефти. Большинство залежей пластовые сводовые, довольно велика доля залежей, имеющих обширную водонефтяную зону, либо на всей площади подстилающихся подошвенной водой.

Промышленная нефтеносность доказана результатами испытания, либо эксплуатации по 24 пластам (А2, А3, А41, А42, А51, А52, А53, А6, А7, А9, А10, Б41, Б42, Б51, Б52, Б61, Б62, Б71, Б72, Б82, Б91, Б92, Б10 и Б13).

1.4 Гидрогеологическая характеристика

В соответствии с гидрогеологической стратификацией в разрезе Южно-Черемшанского месторождения выделяются два гидрогеологических этажа – нижний и верхний, разделенные мощной, преимущественно глинистой толщей турон-олигоценевого возраста. Вскрытый и изученный бурением на

месторождении геологический разрез мезокайнозоя в гидрогеологическом отношении расчленяется на пять водоносных комплексов: нижнесреднеюрский, верхнеюрский, нижнемеловой, верхнемеловой (сеноманский), четвертичный. В составе разреза выделяются четыре регионально выдержанных водоупорных толщи, сложенных глинистыми породами баженовской свиты, нижневасюганской подсвиты верхней юры, кошайской пачки нижнего мела и верхнего мела-палеогена в объеме чеганской, люлинворской, ганькинской и славгородской свит.

Нижне-среднеюрский водоносный комплекс литологически сложен песчано-глинистыми отложениями тюменской свиты мощностью до 353 м, залегает на глубинах от 2710 до 2762 м, включает в себя от четырех до пяти водоносных горизонтов (пласты Ю2-Ю6). Суммарная эффективная толщина водовмещающих пород достигает на месторождении 70 м. Гидродинамика, гидрохимия, газовый и микрокомпонентный состав пластовых вод не изучены.

Верхнеюрский водоносный комплекс включает в себя отложения верхневасюганской подсвиты и залегает на глубине от 2640 до 2720 м. В верхней части комплекса залегает регионально продуктивный горизонт Ю1. От нижнего комплекса отделяется водоупором - аргиллитами нижневасюганской подсвиты толщиной 20 - 25 м и сверху перекрывается глинистой непроницаемой толщей георгиевской, баженовской и низами куломзинской свит верхней юры - нижнего мела толщиной 60 - 70 м.

Горизонт Ю1 содержит от 1 до 2-х проницаемых песчано-алевритовых пластов –Ю13, Ю14 Коллекторы, слагающие водоносный комплекс, характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами, при этом по открытой пористости эти показатели не превышают 14 - 15%, по газопроницаемости – $10 \cdot 10^{-3}$ мкм². Воды слабогазонасыщенные (1.1 - 2.8 м³/м³), по составу хлоркальциевые, минерализованные (25 - 30 г/л), слабонапорные. Отложения комплекса опробованы в эксплуатационной колонне в двух скважинах 336Р и 337Р. В скважине 336Р получен незначительный приток пластовой воды из пласта Ю13.

В скв. 337Р получен из пласта Ю1+2 приток воды 2.2 м³/сут при динамическом уровне 570 м; из пласта Ю14 – 1.8 м³/сут при динамическом уровне 584 м.

Нижнемеловой водоносный комплекс в стратиграфическом отношении включает в себя терригенные отложения алымской, киялинской, вартовской, тарской, а также верхне и среднюю часть куломзинской свит. Отделяется от выше- и нижележащих комплексов водоупорными глинистыми толщами кошайской пачки, алымской и баженовской+георгиевской свит. На месторождении залегает на глубине от 1710 до 2670 м и имеет толщину порядка 940 - 960 м.

Водовмещающие породы сложены песчано-алевритовыми пластами групп А и Б. Их количество в изученных разрезах глубоких скважин изменяется от 22 до 26, эффективные толщины пластов колеблются от 0 до 17.2 м, и в среднем составляют 5 - 6 м. Наличие регионально выдержанных водоупоров, залегающих в подошве и кровле комплекса, создает благоприятные условия для формирования в разрезе гидродинамической системы с напорным режимом.

Гидродинамика пластовых вод изучена в пяти скважинах по десяти объектам: №№ 1 (пласты А3, Б7), 2р (пласты А6, Б61, Б91), 3э (пласт Б7), 339 (пласты Б11, Б13), 335п (пласты Б10, Б11). Резервуар Б91 вмещает в себя нефтяную залежь, а также подошвенную и краевую воды. Водообильность пласта Б91 достаточно высокая. При его испытании в скв.2 на динамическом уровне 673 м получен приток воды дебитом 11.9 м³/сутки. Воды напорные, газонасыщенность составляет 15 м³/м³.

Водообильность пласта Б7 характеризуется также довольно высокими показателями. При испытании в колонне пласта в скв.1 на динамическом уровне 133 м получено 110 м³/сут воды.

Из пласта А6 приток пластовой воды составил 90 м³/сут на динамическом уровне 213 м. Из пласта Б10 в скв. 335п - соответственно 72 м³/сут на динамическом уровне 116 м и Б11-120 м³/сут на динамическом уровне 154 м.

Притоки пластовых вод получены и из других песчаных пластов комплекса при испытании в открытом стволе ряда скважин, в том числе скв.336Р (пласты Б6, Б10); 337Р (пласты А1, Б52, Б61+2) и 335п (пласт А8), 340 (пласты А1-2, Б12-13), 339 (пласт А2-3), 342 (пласты Б9-10, Б11), 344 (пласт Б12-15).

Химический и микроэлементный состав вод комплекса изучен по пяти пробам, отобранном в четырех скважинах (2Р, 336Р, 337Р, 342Р) из семи пластов – А1, А1+А21(совместно), Б51, Б9+10 (совместно), А7.

По классификации В.А. Сулина воды хлоркальциевого типа, с минерализацией от 18 до 21 г/л. Плотность воды изменяется незначительно от 1.0137 до 1.014 г/см³.

Все изученные пластовые воды содержат микрокомпоненты: йод (6.8 - 38.2 мг/л) и бром (57.7 - 64 мг/л). В небольших концентрациях в попутно добываемых нефтяных водах пласта А7 (скв.2Р) обнаружены стронций (195 мг/л), литий (1.3 мг/л), рубидий (0.15 мг/л), бор (1.5 мг/л).

Верхнемеловой (сеноманский) водоносный комплекс на месторождении представляет собой мощную (750 - 800 м) толщу терригенных отложений, сложенную чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин. Водоупорной кровлей являются глинистые отложения кузнецовской свиты верхнего мела. Водовмещающие горизонты связаны с песчано-алевритовыми осадками группы пластов ПК. Суммарная эффективная толщина комплекса изменяется от 150 до 200 м. Изучение динамики пластовых вод комплекса не проводилось, их химический состав изучен по единичным пробам, отобранном из пласта ПК18-20 в процессе его опробования в скв.336Р и 339 в открытом стволе.

Воды хлоркальциевого типа с минерализацией 15.2 г/л и плотностью 1.0128 г/см³. Из микрокомпонентов в воде установлены йод (38.2 мг/л) и бром (48.4 мг/л). По результатам, полученным при исследованиях этого же водоносного комплекса на других близлежащих месторождениях (Катыльгинское, Ломовое), этот разрез характеризуется средней и высокой

водообильностью. Фильтрационно-емкостные свойства водовмещающих пород хорошие: их пористость достигает 30 - 35 %, газопроницаемость 1 - 2 Дарси. По солевому составу воды гидрокарбонатнокальциевые, хлориднокальциевые с минерализацией от 4 до 16 г/л, по гидродинамике от безнапорных до напорных, с коэффициентом аномальности от 1.01 до 1.04. На разрабатываемых нефтяных месторождениях Томской области они широко используются в качестве технических для закачки и поддержания пластового давления.

К верхнему гидрогеологическому этажу относится палеоген-четвертичный водоносный комплекс, включающий в себя водоносные горизонты континентальных (озерно-болотных, пойменных, озерно-аллювиальных) отложений четвертичной системы и преимущественно континентальных атлымской и новомихайловской свит палеогена. Водовмещающие породы представлены песчано-гравийными и песчаными осадками. Воды безнапорные, иногда слабонапорные. По солевому составу гидрокарбонатно-кальциево-магниевого, от пресных до слабосолоноватых с минерализацией от 0.1 до 1.2 г/л.

Таким образом, можно считать установленным, что район месторождения Южно-Черемшанское характеризуется нормальным типом гидрогеологического профиля. С глубиной наблюдается закономерное увеличение минерализации и смена гидрохимических типов вод.

НГЭ относится к внутренней области Западно-Сибирского артезианского бассейна, которая в гидрогеологическом отношении является закрытой. Воды термальные, напорные, хлоркальциевого типа. Гидрогеологические показатели указывают на благоприятные условия сохранности залежей в отложениях неокомского и юрского комплексов.

1.4.1 Геотермическая характеристика

Анализ изменения температур в отложениях осадочного чехла Западно-Сибирской плиты показывает, что, в первую очередь, они контролируются

особенностями тектонического строения отдельных частей этого региона. Основными факторами, определяющими региональные закономерности изменения температур в отложениях осадочного чехла, являются тепловой поток фундамента и толщина перекрывающих отложений.

Для изучения температурного режима месторождения во всех пробуренных скважинах в процессе испытания объектов замерялась пластовая температура одновременно с замерах пластового или забойного давлений. Замеры температур приурочены к продуктивным пластам, характеризуют разрез от нижнемеловых до юрских отложений включительно.

Всего произведено 32 точечных замера температуры. Из них 3. замера осуществлено в юрских отложениях - Ю1, Ю2, Ю3, 8 замеров в пластах группы А, 21 замер в пластах группы Б. На основании этих замеров установлено, что подземные воды изучаемого месторождения являются высокотермальными, что характерно для региона в целом.

Таблица 1.4.1 – Замеры температур в процессе испытания объектов

Горизонт (группа пластов)	Количество замеров	Интервалы изменения температуры, °С	Средняя температура, °С
Группа А	8	57-75.1	66
Группа Б	21	63-92.7	80
Горизонт Ю	3	89-103.2	97

Средний геотермический градиент по данным замеров в процессе испытания по объектам составил 3.5⁰С на 100 м. Средние значения температур пластовых вод водоносных комплексов сопоставимы с величинами на соседних месторождениях (Советское, Северное).

1.4.2 Геокриологическая характеристика

На основе данных по соседним месторождениям криогенными процессами охвачены, в основном, четвертичные и палеогеновые отложения.

Повсеместно развит мощный надмерзлотный талик, достигающий нижней границей глубин 120 - 155 м. Слой реликтовой мерзлоты разнообразен - от мерзлых слабольдистых песков до морозопластичных глин.

В процессе бурения скважин осложнений из-за мерзлоты не отмечалось.

1.5 Физико – химические свойства нефти, газа и воды

В пределах Южно-Черемшанского месторождения физико-химические свойства нефтей, растворенного газа и вод изучались по результатам лабораторных исследований поверхностных и глубинных проб нефти и воды.

Исследования проб нефти, газа и вод осуществлены в специализированных лабораториях Томского производственного управления (ТПУ).

Нефти пласта Б13 изучались по данным исследований одной поверхностной и одной глубинной пробы (скв.226).

По результатам исследования поверхностной пробы плотность нефти 868 кг/ м³.

По результатам однократного разгазирования глубинной пробы плотность пластовой нефти составляет 742 кг/ м³, газосодержание 47.6 м³/т. Объемный коэффициент равен 1.198, вязкость динамическая 0.75 мПа*с.

По результатам дифференциального разгазирования глубинной пробы плотность сепарированной нефти 833 т/м³, газосодержание 43.0 м³/т, объемный коэффициент 1.186, давление насыщения равно 4.1 МПа.

Растворенный газ по глубинным пробам ступенчатой сепарации метановый:

- содержание метана – 52.83 %;
- этана – 11.35 %;
- пропана – 20.02 %;
- бутана – 11.07 %;
- пентана – 2.63 %;

- гексана + высших – 0.78 %.

Из негорючих компонентов присутствуют азот (1.17 %) и углекислый газ (0.15 %). Сероводород, гелий, аргон и водород не обнаружены.

По физико-химическим свойствам нефть является:

- малосернистой - 0.60 %;
- легкой - 833 кг/ м³;
- маловязкой - 0.75 мПа*с;
- содержание парафинов – 2.56 %;
- содержание смол – 10.9 %;
- содержание асфальтенов – 2.89 %.

По углеводородному составу относятся к смешанному типу с преобладанием метановых углеводородов.

Нефть недонасыщена газом, давление насыщения ниже пластового на 19.6 МПа. Растворенный газ обогащен тяжелыми фракциями углеводородов.

Нефти пласта Б9² изучались по двум поверхностным и одной глубинной пробам. По результатам исследования поверхностных проб плотность нефти составляет 870 т/ м³.

По результатам однократного разгазирования глубинной пробы плотность нефти в пластовых условиях – 743 кг/ м³, в сепарированном состоянии – 840 кг/ м³, газосодержание – 50.3 м³/т, объемный коэффициент равен 1.210, динамическая вязкость – 0.74 мПа*с, давление насыщения - 6 МПа.

По результатам дифференциального разгазирования плотность сепарированной нефти – 840 кг/ м³, газосодержание – 50.3 м³/т, объемный коэффициент – 1.205.

Растворенный газ метановый:

- содержание метана – 55.11 %;
- этана – 3.92 %;
- пропана – 19.02 %;
- бутанов – 14.19 %;
- пентана – 4.23%;

- гексана +высшие – 0.64%.

Из негорючих компонентов присутствуют углекислый газ (0.12 %) и азот (2.77 %). Сероводород, гелий, аргон и водород не обнаружены.

По физико-химическим свойствам нефть является:

- малосернистой - 0.40 %;
- легкой - 840 кг/ м³;
- маловязкой - 0.74 мПа*с;
- содержание парафинов – 2.76 %;
- содержание смол – 5.98 %;
- содержание асфальтенов – 2.93 %.

По углеводородному составу нефти относятся к смешанному типу с преобладанием метановых углеводородов.

Нефть недонасыщена газом, давление насыщения ниже пластового на 16.9 МПа. Растворенный газ обогащен тяжелыми углеводородами.

Свойства нефтей пласта Б8² изучались по одной поверхностной пробе. Плотность нефти составила 872 кг/ м³

По физико-химическим свойствам нефть является:

- малосернистой - 0.48 %;
- содержание парафинов – 4.62 %;
- содержание смол – 5.55 %;
- содержание асфальтенов – 3.48 %.

Нефти пласта Б6¹ изучались по одной поверхностной пробе.

По физико-химическим свойствам нефть является:

- малосернистой 0.53 %;
- легкой - 840 кг/ м³;
- содержание парафина – 1.4 %;
- содержание смол – 8.84 %;
- содержание асфальтенов – 4.8 %.

Нефти пластов группы А изучались по трем поверхностным пробам из пласта А7, по одной пробе из пласта А42, по двум глубинным пробам из пласта А42 (скв.2, 226).

Нефти пласта А7 имеют плотность 863 кг/ м³. По физико-химическим свойствам нефти являются:

- малосернистыми - 0.45 %;
- содержание смол – 6.72 %;
- содержание парафинов – 2.36 %;
- содержание асфальтенов – 2.81 %.

Нефти пласта А4². По результатам однократного разгазирования глубинных проб нефтей плотность пластовой нефти составляет 759 - 783 кг/ м³ (в среднем 771 кг/ м³), газосодержание – 32.5 - 47.7 м³/т (в среднем 40.1 м³/т), объемный коэффициент нефти составляет 1.117 - 1.161 (в среднем 1.139), коэффициент объемной упругости – 10.5 - 10.9 (в среднем 10.7), динамическая вязкость – 1.08 - 1.61 мПа*с (в среднем 1.34), давление насыщения – 4.4 – 5.2 МПа (в среднем 4.8 МПа), пластовое давление – 19.0 МПа.

По результатам ступенчатой сепарации плотность сепарированной нефти составляет 836 - 843 кг/ м³ (в среднем 841 кг/ м³), газосодержание – 28.4 - 43.2 м³/т (в среднем 35.8 м³/т), объемный коэффициент – 1.103 - 1.147 (в среднем 1.125).

Растворенный газ по глубинным пробам ступенчатого разгазирования метановый:

- содержание метана – 78.76 %
- этана – 2.17 %
- пропана – 6.54 %
- бутанов – 6.12 %
- пентанов – 1.9 %
- гексана + высшие – 0.47.

Углекислый газ присутствует в долях процента, содержание азота составляет 3.68 %. Сероводород, гелий, аргон и водород не обнаружены.

По физико-химическим свойствам нефти являются:

- малосернистыми - 0.55 %;
- легкими - 841 кг/ м³;
- маловязкими - 1.34 мПа*с;
- содержание парафина – 3.4 %;
- содержание смол – 8.1%;
- содержание асфальтенов – 3.85 %.

По углеводородному составу нефти относятся к смешанному типу с преобладанием метановых углеводородов. Нефть недонасыщена газом, давление насыщения ниже пластового на 14.2 МПа. Растворенный газ обогащен тяжелыми фракциями углеводородов.

Так как залежи недостаточно охарактеризованы пробами нефти, параметры принимались по группе пластов А по аналогии с пластом А4², по пластам Б0, Б4¹, Б4², Б4³, Б5¹, Б5², Б5⁴, Б6¹, Б6² – по аналогии с пластом Б5²; по пластам Б7¹, Б7², Б7³, Б8¹, Б8², Б9¹, Б10, Б12 по аналогии с пластом Б9² и отдельно рассмотрен пласт Б13. Параметры пластовой нефти по продуктивным пластам Южно-Черемшанского месторождения представлены в таблице 1.5.1.

Таблица 1.5.1 - Параметры пластовой нефти по продуктивным пластам Южно-Черемшанского месторождения

Параметры	Пласты			
	Б ₁₃	Б ₁₂ -Б ₇	Б ₄ ¹ -Б ₆ ²	Пласты группы А
Давление насыщения, МПа	4.1	6.0	6.4	4.8
Газосодержание, м ³ /т	43	50.3	68.3	36
Объемный коэффициент	1.186	1.205	1.248	1.125
Плотность нефти:				
-в пластовых условиях, кг/м ³	742	743	729	771
-сепарированной, кг/м ³	833	840	837	841
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0.75	0.74	0.70	1.34
Пересчетный коэффициент	0.843	0.830	0.801	0.889
Компоненты попутного газа, % мольные:				
Этан	11.35	3.92	7.05	2.17
Пропан	20.02	19.02	18.53	6.54
Бутан	11.07	14.19	13.01	6.12
Содержание серы	0.60	0.5	0.53	0.54

Свойства и химический состав пластовых вод Южно-Черемшанского месторождения представлен в таблице 1.5.2.

Таблица 1.5.2 - Свойства и ионный состав пластовых вод

Наименование		Пласт А ₆	Пласт А ₇	Пласт Б ₅ ²	Пласт Б ₅ ³	Пласт Б ₆	Пласт Б ₉ ¹	Пласт Б ₁₀
Количество скв./проб		1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1
Общая минерализация, г/л		21.03	22	21.27	21.27	21.42	26	19.85
Плотность, г/см ³		1.015	1.017	1.018	1.018	1.02	1.017	1.015
Содержание ионов (миллиграмм/литр)	SO ₄ ²⁻	13	13	8	8	1.23	13	5.35
	Cl ⁻	12889	12889	13049	13049	13120	12889	12127
	HCO ₃ ⁻	256	256	262	262	219.7	256	256.3
	Ca ⁺⁺	2320	2320	2204	2204	2461	2320	2060
	Mg ⁺⁺	159	159	182	182	68.1	159	170
	Na ⁺ +K ⁺	6334	6334	5690	5690	5639	6334	5397
Тип вод		Хлор-кальци-евый	Хлор-кальци-евый	Хлор-кальци-евый	Хлор-кальци-евый	Хлор-кальци-евый	Хлор-кальци-евый	Хлор-кальци-евый

Воды продуктивных пластов хлоридно-кальциевые с минерализацией 21-26 г/л, плотностью 1.015-1.020 г/с м³.

Систематизируя изменения физико-химических свойств по разрезу, можно отметить, что нефти продуктивных пластов месторождения Южно-Черемшанское легкие, малосернистые, с преобладанием тяжелых фракций. Нефти недонасыщены газом. Давление насыщения (P_n) значительно ниже пластового давления ($P_{пл}$), изменяется в диапазоне от 13.8 до 18.8 МПа.

Газосодержание нефтей в залежах пластов групп А и Б низкое. Нефтяной газ при стандартной сепарации жирный.

1.6 Запасы нефти и газа

Южно-Черемшанское месторождение открыто в 1970 году поисковой скв. № 335. Нефтеносность первоначально связывалась с залежью пласта Б6 нижнего мела.

На начальной стадии поисково-разведочных работ по результатам бурения первых трех скважин были подсчитаны и утверждены в ЦКЗ Мингео СССР запасы нефти категории С1 в объеме: геологические – 8600 тыс. т, извлекаемые – 4300 тыс. т (протокол ЦКЗ от 14.04.1971 г.).

По окончании геолого-разведочных работ проведена переоценка запасов нефти. По состоянию изученности месторождения на 1.01.1990 г. в пределах контура нефтеносности залежи пласта Б6 выделялись запасы категории С1: геологические в объеме 10750 тыс. т, извлекаемые – 4300 тыс. т, категории С2 соответственно 9770 тыс. т и 4512 тыс. т.

В 1990 году месторождение было передано с баланса ПГО «Томскнефтегазгеология» на баланс ЗАО «Томск-Петролеум-унд-Газ», который владеет лицензией на право разработки месторождения.

В 1992-1993 годах в результате разведочного бурения на Южно-Черемшанской площади выявлены новые промышленные залежи нефти: А4, А7, Б7 и Б8.

На базе полученных данных в 1993 году проведен оперативный пересчет запасов нефти. В результате прироста по состоянию на 1.01.1994 года геологические запасы нефти составили: категории С1 - 25701 тыс. т, извлекаемые – 8786 тыс. т; категории С2 - 57396 тыс. т и 18347 тыс. т, соответственно (Протокол ЦКЗ от 2.04.1994 г.).

В 1998 году в рамках выполнения плана по Программе ГРП ЗАО «Томск-Петролеум-унд-Газ» было пробурено 2615 м поисково-оценочного бурения, закончены строительством 3 разведочные скважины, оказавшиеся продуктивными, открыты новые залежи нефти, которым присвоены индексы Б51, Б52, и Б13. В связи с появлением новой информации был произведен оперативный пересчет запасов нефти. В результате произошедших изменений в запасах на 1.01.1999 года по Южно-Черемшанскому месторождению геологические запасы нефти категории С1 составили 27943 тыс. т, извлекаемые – 9474 тыс. т, запасы категории С2 – 59580 тыс. т и 19031 тыс. т, соответственно (протокол ЦКЗ № 28-99 от 24.03.1999 г.).

В 2000 году в результате ранее проведенных геолого-разведочных работ осуществлен пересчет и списание запасов по пласту Б6: запасы нефти категории С2 в районе скв. 233 переведены в категорию С1, пересмотрены запасы нефти категории С2 в районе скв. 216 (протокол ЦКЗ № 136 от 28.05.2001 г). На 1.01.2001 г. геологические запасы нефти категории С1 составили 22270 тыс. т, извлекаемые – 7077 тыс. т, категории С2, соответственно, 49891 тыс. т и 15119 тыс. т.

В 2002 году получен прирост запасов нефти за счет пласта А41. Вследствие этого геологические запасы нефти категории С1 на 1.01.2003 г. составили 25300 тыс. т, извлекаемые – 8274 тыс. т, запасы категории С2 - 50089 тыс. т и 15199 тыс. т, соответственно.

По состоянию на 1.01.2005 г. на месторождении выделено 30 подсчетных объектов – А21, А3, А41, А42, А51, А52, А53, А6, А7, А9, А10, Б0, Б41, Б42, Б43, Б51, Б52, Б54, Б61, Б62, Б71, Б72, Б73, Б81, Б82, Б91, Б92, Б10, Б121, Б13.

В настоящий момент на базе полученной информации были переоценены и утверждены в ГКЗ РФ объемы запасов нефти, которые составили:

геологические категории С1 25837 тыс. т;

категории С2, соответственно, 17213 тыс. т.

2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения

2.1 Текущее состояние разработки

2.1.1 История проектирования разработки месторождения

В 1969 году Томским территориальным геологическим управлением составлен «Проект глубокого поискового бурения на Южно-Черемшанской площади». По результатам работ получен прирост запасов нефти по пласту Б6 по категории С1 и С2. В 1971 году поисковый объект получил статус месторождения.

В 1990 г. составлен и в 1994 г. утвержден ЦКР Минтопэнерго РФ «Проект пробной эксплуатации объекта Б6 Южно-Черемшанского месторождения Томской области» (протокол № 1658 от 18.03.1994 г.), в котором на период 1994-1996 гг. предусматривалось бурение восьми скважин. В данный отрезок времени на месторождении планировалось так же пробурить две разведочные скважины с целью уточнения площади нефтеносности и исследования емкостных и фильтрационных характеристик пласта Б6.

Реализация проекта проводилась в 1993-1994 гг. силами СП «Томск Петролеум унд Газ». Пробурены три скважины, из них скв. 1Р и 2Р, как разведочные, и 3, как эксплуатационная на объект Б6.

Результаты работ обусловили отказ от дальнейшей реализации Проекта пробной эксплуатации из-за значительного изменения геологической модели нефтяной залежи пласта Б6.

В 1995 году группой специалистов ОАО «ТомскНИПИнефть» составлен и утвержден новый «Проект пробной эксплуатации и доразведки Южно-Черемшанского месторождения» (Протокол ЦКРиР Минтопэнерго № 2045 от 10.07.96 г.). При этом были откорректированы и уточнены геологические модели и запасы объектов А4, А7, Б6, Б7, Б8 с учетом результатов бурения скв. 1Р и 2Р и детализационной сейсморазведки МОГТ 1992 - 1993 гг.

Кроме этого, в данном проектом документе разработаны и обоснованы основные направления по доразведке месторождения (пласты А4, А7, Б6, Б7 и Б8), поискам и оценке залежей УВ в разрезе верхней юры. Для решения этой задачи запроектировано бурение и испытание семи разведочных скважин глубиной от 2000 до 2750 м.

В 1999 г. была сделана работа «Анализ разработки и прогноз технологических показателей по месторождениям ЗАО «Томск Петролеум унд Газ» на период действия лицензионных соглашений». Работа выполнена в свете решения коллегии Минтопэнерго России от 22.04.1998 г. и указания Минтопэнерго РФ (письмо № ВГ-5226 от 30.06.1998 г.). Целью работы был анализ фактического состояния разработки месторождений, находящихся в эксплуатации ЗАО «Томск Петролеум унд Газ», корректировка и расчет прогнозных технологических показателей. Показатели были утверждены протоколом ЦКР № 2443 от 13.10.1999 г. в качестве проектных, с последующей их корректировкой по мере утверждения новых проектных технологических документов.

В конце 2004 г. был составлен проектный документ «Анализ разработки Южно-Черемшанского месторождения», который в настоящее время является действующим. Проектный документ утвержден протоколом ТО ЦКР по ХМАО № 548 от 16.12.2004 г. по 2 рекомендуемому варианту сроком на три года со следующими положениями:

- выделение 3 основных объектов разработки - пласт А4, А7, Б7, остальные объекты рассмотрены как объекты «второго уровня»;

- размещение скважин по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 600м;

- общий фонд скважин - 70,
- том числе добывающих - 48,
- нагнетательных - 22,
- водозаборных - 2;
- фонд скважин для бурения - 52,
- в том числе добывающих - 32,
- нагнетательных - 18,
- водозаборных - 2;

проектные уровни:

- добычи нефти - 938 тыс. т (2006 г),
- жидкости - 1289 тыс. т (2006 г),
- закачки воды - 351 тыс. м³ (2006 г);

По объекту А4 скважины размещаются по треугольной сетке плотностью 36 га/скв. Система разработки – трехрядная блоковая. Проектные нагнетательные скважины отрабатываются на нефть в течение 2 лет. По проекту необходимо пробурить 8 горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 500 м.

По объекту А7 скважины размещаются по треугольной сетке плотностью 36 га/скв. Система разработки – трехрядная блоковая. Проектные нагнетательные скважины отрабатываются на нефть в течение 2 лет.

По объекту Б7 скважины размещаются по треугольной сетке плотностью 36 га/скв. Система заводнения – приконтурная, скважины осваиваются в ППД по мере технологической необходимости. Предусмотрено бурение 3 горизонтальных скважины с длиной горизонтального участка 500 м.

Документом также предполагалось реализовать программу доразведки месторождения и выполнить подсчет запасов нефти и растворенного газа с утверждением в ГУ ГКЗ Роснедра.

В настоящий момент на базе полученной информации были переоценены и утверждены в ГКЗ РФ объемы запасов нефти, которые составили:

геологические категории С1 25837 тыс. т;

категории С2, соответственно, 17213 тыс. т.

В предлагаемой работе определены направления дальнейшей разработки месторождения в соответствии с утвержденной оценкой запасов нефти и растворенного газа.

2.1.2 Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

Эксплуатация Южно-Черемшанского нефтяного месторождения началась в 1992 г.

Первым эксплуатационным объектом был пласт Б6, в 1993 г. ввели в разработку пласт А42. Остальные объекты введены в разработку в 1998-2002 гг.

По состоянию на 01.01.2005 г. на Южно-Черемшанском месторождении выделено 30 подсчетных объектов, месторождение находится в стадии нарастающей добычи, добыча нефти ведётся по 18 объектам: А21, А3, А41, А42, А52, А6, А7, А9, Б41, Б52, Б61, Б62, Б71, Б72, Б82, Б92, Б10, Б13.

Закачка воды осуществляется с августа 2004 г. в скв. №№ 574 и 561.

За 2004 г. в целом по месторождению добыто 612 тыс.т. нефти и 1720.5 тыс.т. жидкости, средний дебит скважин по нефти составил 75.5 т/сут, жидкости – 212.1 т/сут. По сравнению с 2002 г. отмечается значительный рост добычи нефти на 49 % и добычи жидкости – на 74 %, фонд увеличился на 9 скважин. Закачка воды составила 100.5 тыс. м³.

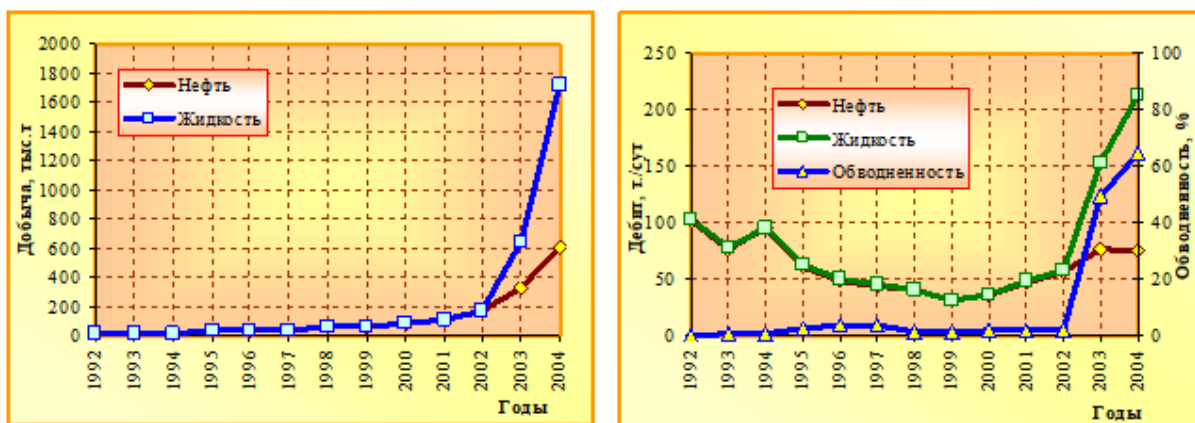


Рисунок 2 – Графики разработки и показатели эксплуатации Южно-Черемшанского месторождения

Около 36 % добычи нефти в общем объеме Южно-Черемшанского месторождения за 2004 год пришлось на объект А42 – 215.2 тыс. т, 17.8 % или 109.1 тыс. т нефти добыто из пласта Б72, 10 % или 61.5 тыс. т – из пласта Б82, на долю остальных пластов приходится менее чем по 10 % добычи (рисунок 3).

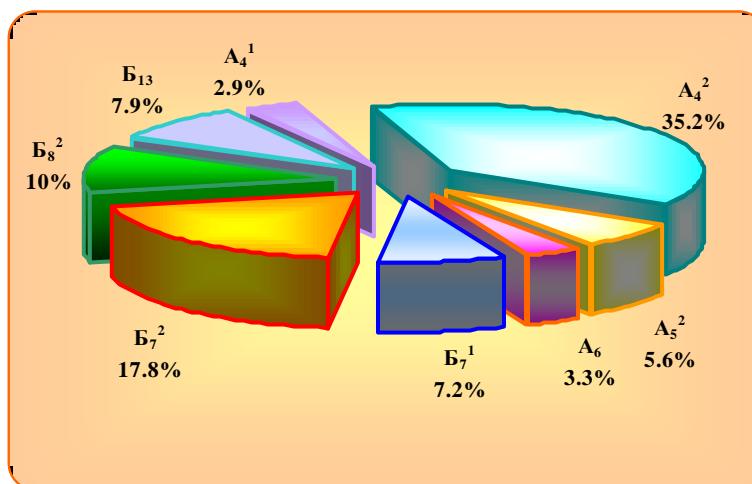


Рисунок 3 - Распределение годовой добычи нефти Южно-Черемшанского месторождения по объектам разработки в 2004 году

В целом по месторождению на 1.01.2005 г. добыто 1539.8 тыс. т нефти и 2981.6 тыс. т жидкости, достигнутый КИН составляет 0.06. В добыче нефти в разное время участвовало 29 (в т.ч. № 561) скважин.

3 Особенности и эффективность эксплуатации механизированного фонда скважин Южно-Черемшанского месторождения

3.1 Механизированная добыча

Механизированная добыча обычно ассоциируется с поздними стадиями разработки нефтяных и газовых месторождений, для которых характерны пониженные пластовые давления и повышенная добыча пластовой воды.

Если пласт не имеет достаточной энергии для подъема нефти, газа и воды из скважин на поверхность в необходимых количествах, то могут применяться методы стимулирования добычи. Для поддержания пластового давления или продуктивности скважин при вторичных методах добычи производится закачка в пласт газа или воды. Тем не менее, когда режим пласта не позволяет поддерживать приемлемый темп отбора, а в ряде случаев вообще не обеспечивает притока пластовых флюидов к скважине, необходимо переходить на механизированную добычу. Подъем жидкости на поверхность происходит за счет энергии на забое скважины или уменьшения плотности жидкости в скважине; в результате гидростатическое давление на пласт снижается, так что имеющаяся пластовая энергия обеспечивает приток к скважине и рентабельные объемы добычи углеводородов. Также механизированная добыча способствует увеличению отдачи пласта благодаря снижению предельного уровня забойного давления, при котором эксплуатация скважины становится нерентабельной и ее приходится ликвидировать.

Штанговые насосы, газлифт и погружные насосы с электроприводом – наиболее распространенные системы механизированной добычи, хотя находят также применение гидропоршневые и винтовые насосы. Каждая из таких систем лучше всего подходит для определенных требований к подъему жидкости в скважине и целям эксплуатации, хотя и отмечается существование зон взаимоперекрывания для таких систем, зависящих от условий в скважине, типа

пластовых флюидов, требуемых дебитов, угла отклонения скважины от вертикали, глубины скважины, способа заканчивания скважины, аппаратуры, применяемой в системах механизированной добычи, и наземного оборудования [11].

При выборе и проектировании системы механизированной добычи инженеры должны учитывать параметры пласта и скважины, хотя при этом необходимо также принимать во внимание стратегию разработки месторождения. Выбор способа механизированной добычи представляет собой специфичную и трудоемкую задачу, хотя имеющиеся инструкции дают представление об относительной применимости каждого из таких способов.

Технология механизированной добычи получила широкое признание, хотя новые разработки продолжают играть определенную роль при решении проблем и задач, связанных с добычей углеводородов. Недавние усовершенствования снизили затраты на подъём жидкости благодаря применению более коррозионно-стойких компонентов систем, оптимальному использованию энергии и повышению надежности. Традиционные возможности механизированной добычи расширены через применение нескольких таких способов в одной скважине, например, газлифта или струйных насосов в комбинации с погружными ЭЦН и винтовыми насосами, оснащенными погружными электродвигателями.

По состоянию на 1.01.2005 г. фонд добывающих скважин Южно-Черемшанского месторождения, составил 35 ед., из них в эксплуатационном фонде числится 28 скважины, в т.ч. действующих – 25 ед. Практически, весь фонд скважин находится в работе, что свидетельствует об эффективной работе с фондом скважин.

Электроцентробежными насосными установками оборудовано 22 скважины, штанговыми глубинно-насосными установками - 2 скважины. Импортными насосными установками оборудована 1 скважина. Поэтому для

Южно-Черемшанского месторождения актуальной задачей является эффективность механизированной эксплуатации скважин.

Одной из причин, не всегда позволяющих решить эту задачу, являются осложнения, возникающие при эксплуатации скважин.

3.2 Осложнения при эксплуатации скважин Южно-Черемшанского месторождения и методы борьбы с ними

Осложнения при эксплуатации скважин на Южно-Черемшанском месторождении могут быть связаны со следующими причинами:

- отложения АСПВ в оборудовании, в лифтовых колоннах и выкидных линиях;
- механические примеси;
- отложения солей;
- вредное влияние газа на работу насоса;
- коррозионный износ подземного оборудования;
- сверхнормативная кривизна скважин;
- предупреждение и ликвидация гидратных отложений;
- снижение продуктивности скважин.

При эксплуатации скважин необходимо предусмотреть меры по устранению или борьбе с перечисленными осложнениями.

Отложения АСПВ

Содержание в продукции скважин Южно-Черемшанского месторождения до 15 % асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) определяет неблагоприятные реологические характеристики нефти для эксплуатации скважин. Процесс отложения АСПВ носит адсорбционный характер.

В настоящее время известны шесть направлений предупреждения и борьбы с АСПВ: механические, тепловые, химические, магнитные, микробиологические и регулирование режимов эксплуатации.

Самыми распространенными способами в промысловой практике являются промывка скважины горячей нефтью и прогрев паром. Но для скважин, оборудованных УЭЦН, такой способ опасен тем, что может нарушиться полимерная изоляция питающего электрокабеля, поэтому температура теплоносителя не должна быть более 70⁰С. Для УШГН следует применять традиционные тепловые методы предупреждения образования АСПВ – с использованием агрегатов для депарафинизации АДП-4 или АДПМ-16/150. Способ периодических горячих промывок или пропарок достаточно трудоемок и малоэффективен технологически: в период между промывками скважина монотонно снижает дебит, что приводит к потере нефти.

Также эффективно применение скребков-центраторов. Скребки-центраторы изготавливаются из полимерных материалов. Они имеют двойной эффект: выполняют функции скребка и предохраняют от износа систему «НКТ-штанга-муфта». Одним из производителей скребков-центраторов является АО «Очерский машиностроительный завод».

Из новых методов возможно использование магнитных устройств, например магнитное устройство для обработки жидкости (МОЖ) разработки ОАО «Оренбургнефть».

Принцип работы МОЖ основан на том, что после прохождения жидкости через зазор между стенками трубы и поверхностью магнитных устройств в потоке образуется огромное количество дополнительных центров кристаллизации и флотационного выноса. Они представляют собой газовые электрически заряженные микропузырьки, сформированные на коллоидных микропримесях.

Форма корпуса МОЖ сконструирована так, что магнитный эффект усиливается гидравлическим, в результате чего происходит формирование АСПВ в объеме с последующим флотационным их выносом на устье скважины.

Эффективность применения МОЖ подтверждена на многих месторождениях.

Механические примеси

Превышение допустимых концентраций мехпримесей в продукции нефтяных скважин является серьезным осложнением при эксплуатации механическим способом. Так выход из строя плунжеров и клапанов насоса в большей мере зависит от наличия мехпримесей в продукции скважины.

Механические примеси могут являться продуктами разрушения коллектора или загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок). Как показывает опыт, при эксплуатации скважин в режиме максимальных депрессий может происходить интенсивный вынос примесей из призабойной зоны. Поэтому необходимо определение допустимого забойного давления, при котором вынос механических примесей из пласта находится в пределах технологических норм.

Для Южно-Черемшанского месторождения актуальными способами борьбы с механическими примесями являются:

- планировать промывку забоев скважин при проведении текущих ремонтов;
- очистка НКТ от коррозии, песка, солей.

Данные рекомендации приведены из опыта эксплуатации нефтяных скважин на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК.

Отложения солей

Процесс солеотложения представляет собой массовую кристаллизацию солей из перенасыщенных водных растворов в сложных гидро- и термодинамических условиях в присутствии нефтяных компонентов и других примесей, влияющих на кинетику кристаллизации и свойства осадков.

Выпадение осадков происходит в результате смешения разнотипных вод, заключенных в нефтяной залежи и закачиваемых в систему ППД. Для поддержания пластового давления на месторождении используется сеноманская вода.

Для предупреждения отложения солей существуют технологические, физические и химические методы.

К технологическим методам относятся:

- правильный выбор источников водоснабжения для поддержания пластового давления;
- увеличения скорости водонефтяного потока в трубах;
- использования труб, оборудования с полимерными покрытиями;
- увеличение глубины спуска погружного оборудования;
- спуск «хвостовиков», предупреждающих отложение в обсадной колонне.

Физические средства профилактики солеобразования основаны на обработке добываемого флюида магнитными, электрическими и акустическими полями.

Наиболее прогрессивным методом борьбы с солеотложением является химический метод с использованием ингибиторов солеотложений. К ингибиторам отложения солей предъявляются следующие требования:

- реагенты должны быть совместимы с минерализованной водой;
- иметь низкие температуры застывания, вязкость и коррозионность;
- обладать хорошими адсорбционно-десорбционными характеристиками, температурной устойчивостью, минимальной токсичностью.

Подбор ингибиторов может осуществляться на основании методики прогнозирования выпадения солей на ПЭВМ. Испытанными ингибиторами отечественного производства являются ОЭДФ, ИСБ-1, ДПФ-1Н, СНПХ-5306, ПАФ-13А и ингибиторы зарубежных фирм – SP-181, SP-203, Деквест 2000, Деквест 2042, Visko-953R, корексит 7642.

Эффективность предупреждения солеотложений зависит от точности выполнения технологии подачи ингибитора и периодичности обработок скважин. Ингибиторы следует применять по двум технологиям: периодической задавкой в призабойную зону пласта и постоянной дозировкой в затрубное

пространство скважин. Непрерывную подачу ингибитора осуществляют при отложении солей выше приёма насоса. Метод эффективен в скважинах с низким уровнем потока жидкости, где химические реагенты циркулируют соответствующим образом. При обработке скважин ингибитором солеотложения методом закачки в призабойную зону пласта необходимо обеспечить достаточное количество ингибитора для более полной адсорбции на породе пласта. Удельный расход реагентов типа ПАФ – 10 г/т попутно добываемой воды. Существует третий метод подачи жидких ингибиторов в скважину – периодическая дозировка в затрубное пространство.

Недостатком ингибиторов в жидкой товарной форме является быстрый вынос больших количеств реагента в первоначальный период после пуска скважины в работу. Данный факт отмечается при подаче ингибиторов периодической задавкой в призабойную зону пласта и периодической дозировкой в затрубное пространство скважин. Создать постоянную концентрацию реагента в добываемой жидкости на всё расчётное время предупреждения отложения солей можно с помощью ингибитора в твёрдой товарной форме. Оптимальная дозировка ингибитора составляет 1-2 г/т попутно добываемой воды. Реагент представляет собой прессованную массу в виде цилиндров, размещённых в контейнере.

Оборудование, необходимой при использовании ингибиторов в жидкой товарной форме: цементируемый агрегат ЦА-320А, ЦА-320М, дозировочные устройства типа НД, БР-2.5, УДЭ, УДС, автоцистерны ЦР-7АП, АЦН-7.5, АЦН-11.

Для применения ингибитора в твёрдой товарной форме необходим контейнер, изготовленный из НКТ.

Вредное влияние газа

Повышенное содержание свободного газа на приеме насоса приводит к снижению коэффициента подачи, потере стабильности, повышенному износу вследствие кавитации и перегрева двигателей УЭЦН, а также к срывам подачи.

Для борьбы с этим явлением следует применять газовые сепараторы (якори). Для погружных электроцентробежных насосов рекомендуются газосепараторы типа МН-ГСЛ, допускающие работу насоса при содержании свободного газа на приеме до 60%. Для штанговых насосов рекомендуется применение трехсекционных газопесочных якорей конструкции ТомскНИПИнефть, допускающих работу при 25 % свободного газа.

При интенсивной эксплуатации скважин при забойном давлении ниже давления насыщения особое внимание следует уделять оценке условий на приеме насоса, так как небольшие изменения давления могут приводить к значительному изменению истинного содержания свободного газа в нефти. Рекомендуется подбор и оптимизацию режимов эксплуатации насосного оборудования проводить на основе известных корреляций для многофазных потоков с использованием современных программных комплексов типа WellFlo (Edinburgh Petroleum Services), SubPump (IHS Energy-Schlumberger) - для УЭЦН, а также программ «Автотехнолог» (РГУ им. Губкина), либо PumpPro (ООО "Нефтеспецтехника", Тюмень) - для УШСН.

Одним из методов повышения стабильности работы насосного оборудования в условиях повышенного газосодержания является увеличение глубины спуска насосов. Наилучший эффект достигается при спуске насоса ниже интервала перфорации. В этом случае увеличивается коэффициент натуральной сепарации газа за счет поворота потока в поле сил тяжести. Для обеспечения необходимого охлаждения погружного электродвигателя необходимо применять дополнительный кожух на двигатель, обеспечивающий движение потока жидкости между корпусом двигателя и кожухом. Использование УЭЦН с кожухом ограничивает требование использования эксплуатационных колонн диаметром более 168 мм.

Альтернативным вариантом использования УЭЦН ниже интервала перфорации служит рециркуляционная схема компоновки. В этом случае для обеспечения необходимого охлаждения небольшая (10-15%) часть

перекачиваемой жидкости отводится по специальной трубе от насоса вниз к электродвигателю. Рециркуляционная схема может быть использована с большой долей стандартного оборудования и не требует больших изменений при спуско-подъемных операциях по сравнению с эксплуатацией УЭЦН по обычной схеме.

Коррозионный износ

По мере увеличения обводненности возрастает возможность коррозионного износа подземного оборудования.

В случае возникновения проблемы рекомендуется:

- Использовать НКТ с внутренним покрытием бакелитовым лаком.
- Глушение скважин производить солевым раствором NaCl, KOH, применение CaCl допускается только в исключительных случаях.
- Применение ингибиторов коррозии ВИСКО-938, СНПХ-6301 «КЗ», Нефтехим - 1 с помощью дозирующих устройств.
- Применение магнитоактиваторов (МАС) снижает скорость коррозии в 2,5 и более раз.

Сверхнормативная кривизна скважин

Кривизна скважин существенно влияет на надежность работы насосного оборудования (УЭЦН и УШСН). В процессе бурения из-за несоблюдения технологии иногда происходит сверхнормативное искривление ствола скважин (более 20 на 10 м), что ухудшает условия работы насосного оборудования, а в некоторых случаях ограничивает глубину его возможного спуска.

В наклонно-направленных скважинах за счет изменения гидродинамики потоков, действия гравитационных сил (по сравнению с вертикальной скважиной) возникают условия, как правило, усиливающие негативные влияние ряда других факторов. К ним относятся:

- коррозионные и эрозионные процессы;
- парафино- и солеотложения;
- повышенные механические нагрузки за счет сил трения;

– в значительной мере осложняются условия работы узлов оборудования в наклонном положении.

Результаты статистического анализа опыта эксплуатации УЭЦН показывают, что влияние искривления ствола скважины в зоне подвески насоса на МРП начинает проявляться при достижении значения около 120 на 10 м, а при приближении к рубежу 10 на 10 м это влияние начинает преобладать над влиянием других параметров.

Не менее важное значение имеет учет искривления в зоне спуско-подъемных операций (СПО). При больших (более 20 на 10 м) искривлениях ствола в интервале спуска-подъема, в особенности при высокой скорости СПО, повышается вероятность “полета” УЭЦН или возникновения остаточных деформаций узлов установки, что сокращает МРП.

При эксплуатации УШСН сверхнормативная кривизна сильно сказывается на интенсивности износа штанг, пары плунжер-цилиндр, клапанов насоса, в результате чего снижается МРП.

Перед спуском насоса в скважину рекомендуется произвести поинтервальный (10 м) расчет параметров кривизны скважин для выявления “опасных” участков по компьютерной программе “Трасса”, разработанной ОАО “ТомскНИПИнефть”. При выявлении опасных участков необходимо соблюдать меры предосторожности при спуско-подъемных операциях с УЭЦН. Знание опасных интервалов в стволе скважины помогает также правильной расстановке центраторов на штангах при эксплуатации УШСН.

Для определения предельно допустимой кривизны скважины рекомендуется применять шаблон-калибр с самописцем конструкции ВНИИГИС (г. Октябрьский, Башкортостан), позволяющим регистрировать максимальные усилия при спуске по всей глубине скважины.

Кроме этого, при отсутствии инклинограмм или при низком их качестве рекомендуется производить контрольную инклинометрию с помощью гироскопического инклинометра производства Ижевского механического завода,

г. Ижевск, что позволит определить фактическую кривизну обсаженной скважины и оценить ее для эксплуатации насосным оборудованием. Запись показаний производится автономно (блок памяти в корпусе инклинометра), это позволяет применять лебедки для ГДИС.

Предупреждение и ликвидация гидратных отложений

Для предотвращения и удаления гидратных отложений необходимо использовать ингибитор СНПХ-7920 и удалитель СНПХ-7920. Применение этих реагентов проводится по схеме периодического дозирования (подачей реагента в затрубное пространство).

Кроме химического метода ликвидации гидратных отложений перспективны следующие методы:

- прогрев колонны НКТ через затрубное пространство;
- промывка под давлением горячим раствором хлористого кальция;
- разложение пробки с помощью электронагревателя большой длины;
- прогрев гидратной пробки ТЭНами.

Для предупреждения гидратообразований в нефтяных скважинах рекомендуется осуществлять:

- периодический подогрев лифтовых труб работающей скважины промывкой горячей нефтью;
- очистку внутренней поверхности НКТ механическими скребками;
- периодический или постоянный ввод антигидратного ингибитора.

Снижение продуктивности скважин

Как показывают исследовательские работы и опыт эксплуатации нефтяных скважин, снижение продуктивности призабойной зоны при вскрытии продуктивных пластов с использованием растворов на водной основе обусловлено проникновением в порово-трещинное пространство фильтрата и твердой фазы бурового раствора.

Фильтрат глинистых растворов вызывает разбухание глинистого материала, содержащегося в породе. При взаимодействии фильтрата с

высокоминерализованной водой образуются нерастворимые осадки, которые выпадают в порах и трещинах пласта. На границе контакта промывочной жидкости с нефтью образуются стойкие водонефтяные эмульсии с высокой вязкостью и тиксотропными свойствами, которые препятствуют движению нефти из пласта в скважину. Кроме того, снижение забойного давления или же давления насыщения приводит к разгазированию нефти в пластовых условиях и выпадению из нее твердых частиц парафинов, смол и асфальтенов, накоплению их в призабойной зоне, что тоже снижает коэффициент продуктивности скважин.

В результате действия указанных факторов в процессе эксплуатации проницаемость снижается в 2 раза и более по сравнению с первоначальной. Для восстановления первоначальной проницаемости и гидродинамической связи пласта со скважиной применяются различные способы интенсификации скважин. Гидроразрыв пласта (ГРП) считается на сегодня самым эффективным методом для повышения производительности скважин, хотя он является дорогостоящим и требует привлечения сложного оборудования и спецтехники. В результате ГРП образующиеся трещины проходят через загрязненную часть ПЗП и увеличивают площадь фильтрации для жидкости. Кроме ГРП широко применяются соляно-кислотные обработки, промывка ПАВ, термодинамические, и т.д. В последнее время широкое распространение находят ударно-волновой и депрессионный методы очистки призабойной зоны пласта, которые требуют минимальных материальных и финансовых затрат. ОАО «ТомскНИПИнефть» отработаны на месторождениях Томской области технологии ударно-волновых обработок (ГГД) и депрессионной очистки (УДОС), в комбинации с промывкой ПАВ, растворителями АСПО и т.д. Производительность скважин увеличивается от 30 до 100 %, очистка песчаных пробок в скважинах с помощью гидропоршневой желонки.

3.3 Применение УЭЦН

При выборе типоразмера УЭЦН необходимо руководствоваться ожидаемым дебитом скважины при проектном значении забойного давления. Для достижения запланированных проектных дебитов и величины забойного давления 21 МПа на объекте разработке Ю₁₃₋₄ при обводненности продукции свыше 56% возможно применение насосов производительностью от 15 м³/сут и выше, в зависимости от коэффициента продуктивности.

Расчеты показывают, что при подтверждении добычных возможностей скважин технические параметры УЭЦН позволяют снизить забойное давление до 12-15 МПа и увеличить отбор продукции в 2-3 раза. Однако корректный подбор и эксплуатация УЭЦН возможны только после уточнения добычных возможностей скважин и корректного определения забойного давления, в частности, после проведения исследования добывающих скважин при их непрерывной эксплуатации. Для условий эксплуатации объекта Ю₁₃₋₄ Южно-Черемшанского месторождения рекомендуемая глубина спуска УЭЦН составляет 1500-2100 метров.

При выборе глубины спуска ЭЦН критическим параметром является процентное содержание свободного газа на приеме насоса. Исходя из него определяется минимальная глубина спуска ЭЦН. Согласно заявленных производителями технических характеристик отечественных погружных электроцентробежных насосов, величина содержания свободного газа на приеме насоса, с учетом наличия установленного газосепаратора, не должна превышать 55% от объема потока жидкости. В то время как для зарубежных производителей величина содержания свободного газа в процентах от объема прокачиваемой жидкости может достигать 80% и в ряде случаев выше. Это достигается более высоким коэффициентом сепарации газа. На Южно-Черемшанском месторождении используется отечественное оборудование от компании

НОВОМЕТ, так как оно имеет ряд преимуществ, экономически выгодно и доступно [8,9].

3.4 Анализ эффективности применения УЭЦН компании НОВОМЕТ

Для проведения анализа эффективности применения УЭЦН компании НОВОМЕТ рассмотрим показатели работы фонда скважин Южно-Черемшанского месторождения за 2013-2014 год.

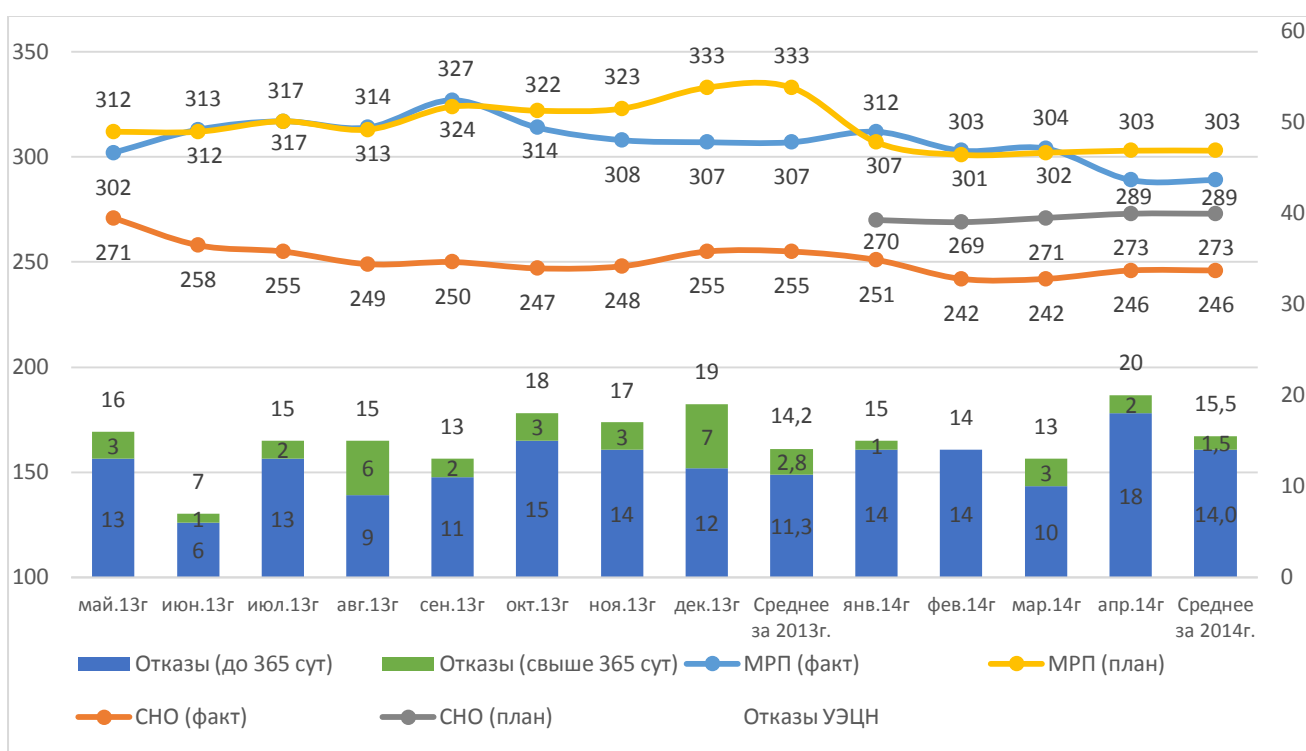


Рисунок 4 - Динамика отказов, плановых и фактических показателей МРП и СНО УЭЦН

По графическим данным МРП и СНО (рисунок 4) можно заметить, что фактические данные не превышают запланированные, это не является, положительной тенденцией. Если МРП на протяжении всего года являлся стабильным показателем по отношению к запланированному, то к осени 2013

года МРП по факту не дотягивает до запланированного на 3 – 4%. Что касается СНО, то уже с начала 2014 года этот показатель отстает от запланированного на 8%, а концу и вовсе достигает разницы в 11%.

Сделав выводы по всем данным показателям, можно сказать, что системы насосов компании НОВОМЕТ работают недостаточно успешно, показывая не самый высокий уровень эффективности. Высока доля отказов скважин ЧРФ связана с низким качеством поставляемого оборудования и услуг подрядчиком Новомет-С. Отсюда следует заключение, что при выборе способа эксплуатации механизированного фонда сделано не самое правильное решение. Не учитывая ЧРФ, данные системы справляются с поставленной задачей успешно.

4 Замена отечественных УЭЦН на насосные системы Centrilift, как альтернативный способ сокращения часторемонтируемого фонда скважин

4.1 Причины остановок насосов осложненного фонда скважин

Эффективность эксплуатации УЭЦН компании НОВОМЕТ была рассмотрена выше, и сделаны выводы, что данные системы недостаточно успешно выполняют свою задачу на Южно-Черемшанском месторождении. Но существует ряд скважин (в данной работе, выделяется 3 таких скважины, таблица 4.1.1), на которых происходят постоянные остановки насосов, связанные с осложнениями, которые также были рассмотрены выше.

Таблица 4.1.1- Параметры скважин часто ремонтируемого фонда

	Параметры скважины с УЭЦН			
Скв. №	Q _ж (м ³ /сут)	Q _н (т/сут)	Р _{заб} (атм)	СНО (дней)
902	84	77	41	125
232	71	49	42	113
1	64	43	45	84

Если рассмотреть причины остановок с 14.06.15 по 14.12.15, то видно, что насосы остановились за это время 17 раз (рисунок 5).

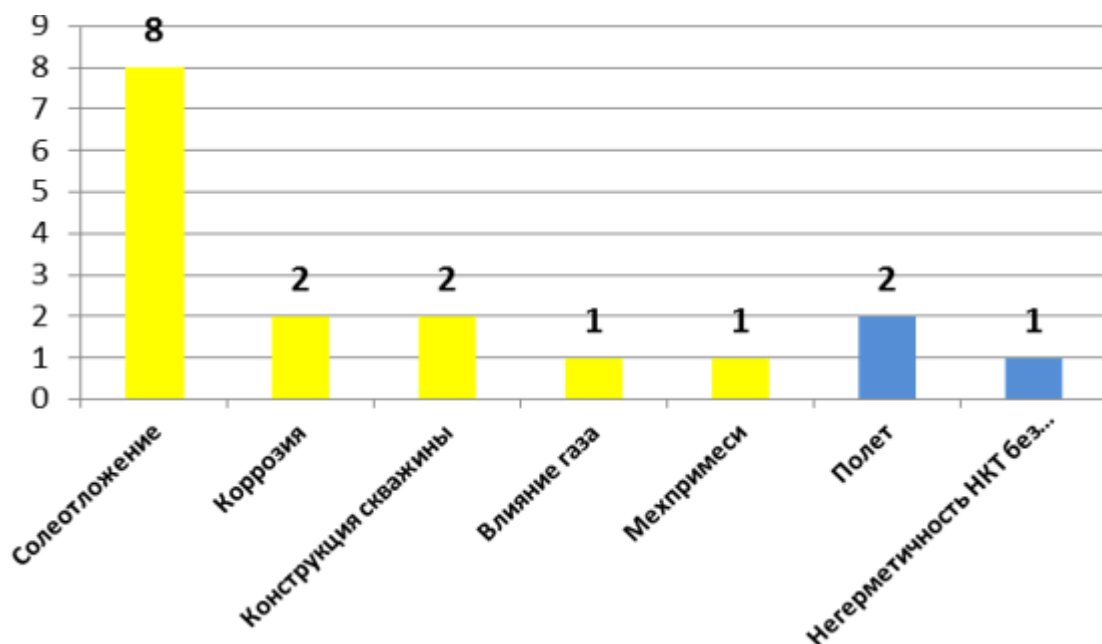


Рисунок 5 - Причины остановок насоса скважин с 14.06.15 по 14.12.15

Отсюда следует вывод, что скважины останавливаются из-за высокого солеотложения, коррозии, влияния газа и мех. примесей на УЭЦН. Из-за повышенного солеотложения и других осложняющих факторов происходят срывы и остановки подачи УЭЦН, который не может выйти на постоянный режим работы. Данная ситуация прослеживается на всех скважинах из ЧРФ.

В связи с данной проблемой предлагается альтернативный путь решения, а именно отказаться от применения установок электроцентробежных насосов НОВОМЕТ на данных скважинах, в пользу использования решения от компании «ЦЕНТРИЛИФТ-РОССИЯ» УЭЦН Centurion.

4.2 Конструкция насосных систем серии Centurion

Насосные секции серии Centurion

Производственная линия Centurion™ компании "Центрилифт-Россия" является новейшей революционной разработкой в области создания центробежных насосных систем и сочетает в себе многолетний опыт

производства в данной отрасли и современные вычислительные методы гидродинамики. Насосные системы серии Centurion, широко применяемые на месторождениях Западной Сибири, по своим рабочим характеристикам существенно превосходят все существующие насосные системы. Компрессионно-модульное исполнение с подшипниками из карбида вольфрама. Карбид вольфрама обладает значительно более высокими прочностными характеристиками по сравнению с цирконием, который отличается повышенной хрупкостью и может разрушаться при резких ударах, также имеет твердость по шкале Мооса 9 единиц, что значительно выше твердости кварца (7 единиц) и циркония (6,5 единиц). Обладает лучшими характеристиками по износу по сравнению с керамикой и выдерживает многократно большее давление по сравнению с оксидом циркония.

На рисунке 6 представлена секция насоса серии Centurion.

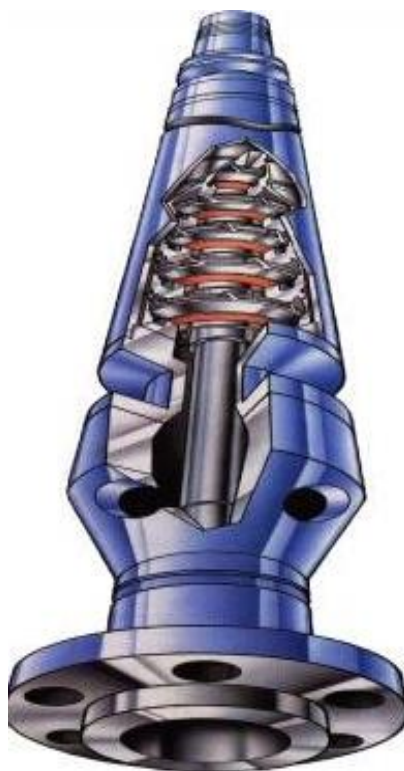


Рисунок 6 - Секция насоса

Компрессионно-модульное исполнение насосных секций является наиболее передовой технологией и позволяет продлить срок службы

оборудования. Компрессионно-модульное исполнение с подшипниками из карбида вольфрама обеспечивает дополнительную защиту при выбросах газа, так как подшипники из карбида вольфрама дольше сохраняют работоспособность в условиях прохождения газа с небольшим содержанием жидкости. При эксплуатации систем УЭЦН в осложненных условиях, при требуемых высоких значениях напорно-расходных характеристик общая осевая радиальная стабилизация насосных секций играет ключевую роль в повышении срока службы оборудования.

Секции гидрозащиты

Секции гидрозащиты (рисунок 7) обеспечивают надежную и продолжительную работу всей системы УЭЦН, даже при жестких условиях эксплуатации.

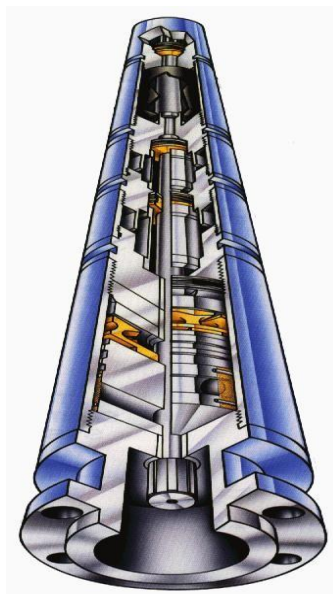


Рисунок 7 - Секция гидрозащиты

Секция гидрозащиты состоит из нескольких отдельных камер. Применение высокопрочного и очень плотного запатентованного материала для изготовления эластомерного барьера позволило значительно увеличить эффективность и надежность секции. Лабиринтные камеры секции гидрозащиты также служат для эффективного разделения моторного масла и скважинной жидкости. Сложная

конфигурация путей притока масла в лабиринтных камерах, дважды изменяющая направления движения масла в вертикальной плоскости, наряду с различной плотностью масла и скважинной жидкости приводит к разделению сред. Каждая из секций гидрозащиты имеет торцевое уплотнение, которое служит эффективной защитой от проникновения скважинной жидкости в упорный подшипник и ПЭД вдоль вала гидрозащиты.

Эти уплотнения расположены таким образом в секции гидрозащиты, что обеспечивается необходимый теплоотвод во время работы насоса.

Упорный подшипник секции изготовлен из высокопрочного композиционного материала и воспринимает основную осевую нагрузку центробежного насоса, разгружая вал ПЭД.

Конструкция узла упорного подшипника обеспечивает его постоянную смазку чистым и охлажденным маслом во время работы насоса, что повышает долговечность всей системы УЭЦН в целом. В особо тяжелых условиях, а также агрессивных средах Южно-Черемшанского месторождения.

Роторный газосепаратор

Газосепаратор (рисунок 8) способен отделять до 90% свободного газа из жидкости до ее поступления на приемное устройство насоса.



Рисунок 8 - Газосепаратор

Роторные газосепараторы значительно увеличивают эффективность насосной системы, снижают кавитацию и колебание нагрузки на погружном электродвигателе. Принципом действия роторного газосепаратора является отделение свободного газа от жидкости благодаря центробежному ускорению. На входе в газосепаратор направляющий шнек меняет направление движения жидкости от тангенциального к осевому и направляет ее в камеру сепарации. В камере сепарации, благодаря специальной конструкции ротора, образующего четыре отдельно вращающихся полости, жидкость подвергается центробежному ускорению. Жидкость вытесняется во внешнюю полость сепаратора и направляется на прием насоса, а свободный газ через отводные отверстия выводится в затрубное пространство. Газосепаратор выполняется в износостойком и коррозионностойком исполнении.

Погружной электродвигатель

При изготовлении ПЭД применяются изоляционные материалы класса "Н" рассчитанные на рабочие температуры, превышающие 200°C.

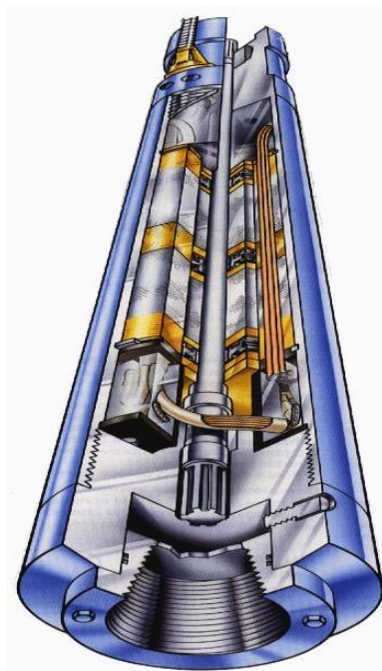


Рисунок 9 - Погружной электродвигатель

Во всех предлагаемых электродвигателях используются валы высокой прочности. Запатентованная конструкция подшипника ротора исключает возможность поворота подшипника внутри статора, обеспечивая в то же самое время возможность осевого движения подшипника при тепловом расширении. Для обеспечения более продолжительного срока службы и улучшения технических характеристик электродвигателя компанией "Центрилифт" была разработана уникальная система пропитывания пазов статора эпоксидной смолой. Благодаря этому обеспечивается отличная защита проводников от механических повреждений, улучшается отвод тепла и диэлектрические свойства изоляции. Обмотки статора выполнены из чистой медной проволоки с двумя слоями каптоновой изоляции. Пазы статора изолируются при помощи трубки из каптона и тефлоноглассовой ленты.

Скважинная система телеметрии

Система использует цифровой сигнал и состоит из комплекта поверхностного оборудования и комплекта скважинного измерительного оборудования, позволяющего замерять параметры скважины, оборудования и пласта: скважинную температуру, температуру ПЭД, давление, вибрацию. Поверхностная часть скважинной измерительной системы обладает собственным дисплеем. Сигнал скважинной измерительной аппаратуры передается непрерывно по силовому кабелю, работоспособность аппаратуры сохраняется даже после отключения УЭЦН. Скважинный датчик замеряет температуру моторного масла, и передает показания этого параметра на поверхностный контроллер. На каждый измеряемый параметр может быть установлен аварийный и автоматический режим срабатывания и регистрации. Устройство регистрации данных позволяет вести запись режимов работы после срабатывания системы отключения и сравнивать фактические параметры с расчетными. Датчик давления температуры совместим с программируемым контроллером УЭЦН, встроенным в устройство запуска электродвигателя.

Датчик передает данные, которые могут быть перенесены на компьютер для последующей обработки информации и анализа. Корпуса скважинных измерительных систем УЭЦН изготовлены из нержавеющей стали.

Удлинитель кабеля с муфтой кабельного ввода

Кабельные удлинители КЛНТ снабжены изоляцией, выполненной из нефтестойкого материала EPDM, свинцовой оболочкой, изоляционной лентой из каптона, оплеткой и монелевой броней. Кабельный удлинитель ПЭД сращивается в заводских условиях с силовым кабелем и поставляется на одном с ним кабельном барабане. Кабельные удлинители укомплектованы муфтами кабельного ввода ПЭД штекерного типа. Муфты кабельного ввода являются наиболее современным и надежным оборудованием. По своим техническим характеристикам, надежности и удобству в использовании данные муфты значительно превосходят предшествующие токовводы ленточного типа.

Наземное оборудование

Наземные системы управления позволяют операторам изменять рабочие характеристики погружных электронасосов, частотные преобразователи обладают преимуществом перед контролерами, поддерживающими неизменную частоту вращения. Регулируя частоту вращения электродвигателя, можно снижать температуру его нагрева, улучшать газораспределительные характеристики в системе с погружным электронасосом, управлять понижением уровня жидкости в скважине, адаптировать погружные электронасосы к переменным режимам работы скважины, ослаблять напряженное состояние системы при пуске.

Преимущества при эксплуатации:

1. Увеличение межремонтного периода. Частоту вращения можно повышать в целях компенсации износа погружного электронасоса и сокращения максимальной отдачи в течение более длительного периода эксплуатации системы.

2. Повышение качества электроэнергии. Преобразователь защищает скважинное оборудование от вредных колебаний электропитания.

3. Ослабление напряженного состояния при пуске, снижая пусковой момент и остаточное тепловыделение, продлевает срок службы электродвигателя.

4. Повышение эффективного использования системы.

Преобразователь оптимизирует расход в зависимости от коэффициента продуктивности скважины.

5. Повышение продуктивности. Преобразователь позволяет регулировать частоту вращения для согласования с меняющимся режимом скважины и получения максимальной продуктивности.

6. Повышение пригодности к дистанционному управлению.

Преобразователь взаимодействует со скважинными датчиками и средствами обмена данными, создавая благоприятные условия для дистанционного управления скважинным оборудованием.

7. Улучшение рабочих характеристик системы в осложненном режиме скважины. Преобразователь управляет частотой вращения электродвигателя, поддерживая ее на граничных рабочих уровнях при высоких значениях газового фактора и вязкости или в присутствии песка.

Исполнения ступеней ЭЦН

В ЭЦН «Центурион» реализован ряд решений, повышающих их износостойкость. Во-первых, это втулки и подшипники из карбида вольфрама, расположенные по длине секции. Благодаря этому, уменьшается радиальный и осевой износ ступеней с одновременным расширением левой границы диапазона производительности УЭЦН. И происходит снижение нагрузки на упорный подшипник пяты гидрозащиты. Применение перечисленных решений позволяет насосу достаточно долго работать за левой границей своей НРХ.

Конечно, с пониженным КПД, но без острой необходимости замены.

Вторая из воплощенных в ЭЦН «Центурион» технологий решает задачу снижения вихреобразования в направляющих аппаратах.

Также при изготовлении рабочих органов ЭЦН «Центурион» используются всевозможные вариации защитных покрытий.

Существует два основных варианта исполнения секций «Центурион» под названиями SSD и AR 1:1 (SXD). SSD - это компрессионно-модульное исполнение для осложненных условий эксплуатации. Грибовидные втулки и упорные подшипники из карбида вольфрама - в каждой третьей-пятой ступени.

И самая максимальная защита - это исполнение SXD для крайне осложненных условий эксплуатации. В этом случае те же модули встраиваются через каждую ступень.

API и Baker Hughes используют отличающуюся от принятой в России методику оценки агрессивности среды по абразивам. Это так называемый индекс износостойкости (Material Recommendation Index, MRI). При расчете MRI учитываются размер частиц, количество песка (мг/л), растворимость компонентов абразива в кислоте, геометрия гранул и количество кварца как наиболее твердого материала в песке.

Фактор растворимости частиц в кислоте особенно важен с позиции проведения ОПЗ. То есть если абразив со временем теряет свою взвешенную массу, то это нужно обязательно учитывать.

Описанная методика легла в основу номенклатуры исполнений линейки ЭЦН «Центурион». В исполнении ND (для нормальных условий) абразивостойкие модули встраиваются по три модуля на секцию - в основании, головке и по центру, тогда как в наиболее износостойком варианте XD подшипники и втулки из карбида вольфрама устанавливаются через каждую ступень.

Покрытия ступеней

Baker Hughes использует в производстве ступеней два вида специальных покрытий рабочих органов: Armor I и Armor X. Armor X представляет собой

материал наподобие карбида вольфрама, который наносится методом электролиза на нирезист. Покрытие встраивается в кристаллическую решетку нирезиста, но не проникает со временем в глубь материала, закрепляясь на определенном уровне. Материал очень стойкий, имеет твердость, близкую к карбиду вольфрама, более девяти единиц по шкале Мооса.

Покрытие Armor I обычно применяется для эксплуатации ЭЦН в условиях повышенного отложения солей и относится к классу полимерных покрытий.

В 2008-2010 годы одна из российских добывающих компаний проводила сравнительные испытания секций ЭЦН с двумя типами покрытий рабочих органов и с рабочими органами без покрытий на месторождении в Западной Сибири. В скважины спустили установки с четырьмя секциями, в одной из которых были рабочие органы без покрытий, в другой - с покрытием Armor I, в третьей - с Armor X, а в четвертой были собраны всех трех исполнений, чтобы нивелировать влияние последовательности расположения секций.

Монтаж в НКТ

Разработанная Baker Hughes технология монтажа УЭЦН или УЭВН в НКТ (Through Tubing Conveyed, TTC) достаточно молода (рисунок 10). Технология предназначена для применения на месторождениях с высокими затратами на КРС/ПРС - для автономных месторождений с ЧРФ по осложнениям.

В первую очередь в скважину устанавливается вся подвеска от ПЭД до переводника НКТ, в котором имеются прорези для сброса и приема жидкости, для приемного модуля (так называемый адаптер). Большая колонна НКТ монтируется с буровой или с высокого подъемника. Дальнейший спуск может быть произведен с подъемника, с помощью установок ГНКТ (колтюбинга) или же при помощи геофизических подъемников. Операция достаточно простая.

В случае УЭВН-спускается подвеска с локатором для приемного модуля, гибким валом, редуктором, винтовым насосом и центратором. В подвеске УЭЦН не будет редуктора и гибкого вала, а в остальном все так же. Выше устанавливается уплотнение. Это специальная вставка, удерживающая

определенное давление, которую можно сорвать механически, в случае необходимости даже вручную [11].

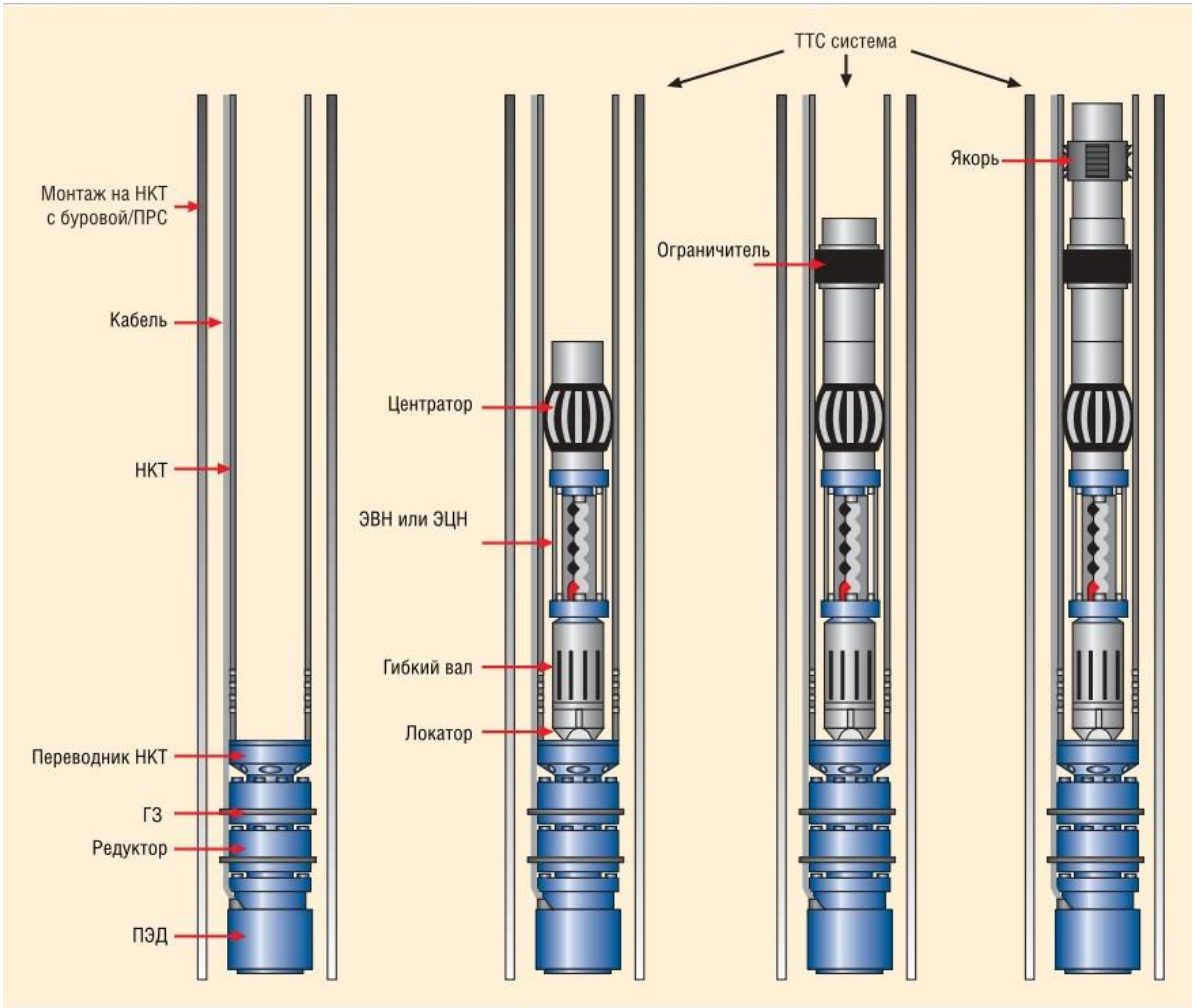


Рисунок 10 - Монтаж в НКТ. Последовательность СПО

4.3 Подбор оборудования для выделенных скважин

Для проведения подбора УЭЦН необходимы следующие исходные данные (таблица 4.3.1).

Таблица 4.3.1 – Исходные данные для подбора УЭЦН

Данные	Выделенные скважины		
	902	232	1
Диаметр колонны (мм)	146	146	146

Диаметр НКТ (мм)	89	89	89
Пластовое давление (атм)	18	22	26,75

Окончание таблицы

Высота перфорации (м)	2655	2035	3075
Глубина спуска (м)	2580	1960	3000
Плотность нефти (г/см ³)	0,772	0,731	0,738
Плотность воды (г/см ³)	1	1	1
Обводненность	0,53	0,66	0,67
Устьевое давление (атм)	5,2	5,3	4,9
Продуктивность скважины	3,6	3,6	3,6
Дебит жидкости (м ³ /сут)	84	71	64

Подбор установки ЭЦН ведется в следующей последовательности:

1 Определяем плотность смеси на участке "забой скважины - прием насоса" с учетом упрощений:

$$\rho_{см} = (\rho_v b + \rho_n (1-b)) (1-\Gamma) + \rho_g \Gamma, \quad (1)$$

где

ρ_n - плотность сепарированной нефти, кг/куб.м

ρ_v - плотность пластовой воды,

b- обводненность пластовой жидкости.

Для данных скважин плотность смеси будет составлять:

Скважина	902	232	1
Плотность смеси (г/см ³)	0,89284	0,90854	0,91354

2 Определяем забойное давление, при котором обеспечивается заданный дебит скважины:

$$P_{заб} = P_{пл} - Q / K_{прод}, \quad (2)$$

где

$P_{пл}$ - пластовое давление;

Q - заданный дебит скважины;

$K_{прод}$ - коэффициент продуктивности скважины.

Забойное давление данных скважин составило:

Скважина	902	232	1
Забойное давление (атм)	41,3	41,7	44,5

3 Найдем необходимый напор для поднятия жидкости до устья

Необходимый напор является суммой из трех слагаемых, каждое из которых является напором, затрачиваемым на поднятие жидкости, сопротивление трению и сопротивлению устьевому.

Найдем напор необходимый для поднятия жидкости до устья:

$$H_{под} = H - P_{заб} / \rho_{см} g, \quad (3)$$

где

H – высота перфорации

$P_{заб}$ – забойное давление

$\rho_{см}$ – плотность смеси

g – ускорение свободного падения (9,81)

Для данных скважин $H_{под}$ составил:

Скважина	902	232	1
$H_{под}$ (м)	2608	1989	3026

Далее найдем напор необходимый для сопротивления устьевому давлению:

$$H_{тнр} = P_{уст} / \rho_{см} g, \quad (4)$$

где

$P_{уст}$ – устьевое давление

$\rho_{\text{см}}$ – плотность смеси

g – ускорение свободного падения (9,81)

Для данных скважин $H_{\text{тнр}}$ составил:

Скважина	902	232	1
$H_{\text{тнр}}$ (м)	7,49	6,5	6,8

Суммарный напор равен:

Скважина	902	232	1
Необходимый напор	2616	1995	3033

4 Рассмотрим характеристики насосов Centrilift 400P4; 400P6; 400P8; 400P10 на наших скважинах (таблица 4.3.2).

Таблица 4.3.2 – Сравнительная характеристика насосов в условиях выбранных скважин

Скважина	Характеристики насосов					
902	Насос	Эффективность (%)	Напор на 1 ступень (м)	Количество ступеней	Мощность на 1 ступень (л.с.)	Общая мощность (л.с.)
	400P4	40	4,8	545	0,15	82
	400P6	59	6,2	422	0,14	59
	400P8	54	8,4	311	0,15	47
	400P10	48	8,2	319	0,17	54
232	Насос	Эффективность (%)	Напор на 1 ступень (м)	Количество ступеней	Мощность на 1 ступень (л.с.)	Общая мощность (л.с.)
	400P4	47	6,1	327	0,14	46
	400P6	58	7,2	277	0,14	39
	400P8	56	8,25	242	0,16	39
	400P10	49	8,2	243	0,18	44
1	Насос	Эффективность (%)	Напор на 1 ступень (м)	Количество ступеней	Мощность на 1 ступень (л.с.)	Общая мощность (л.с.)
	400P4	49	6,7	453	0,13	59
	400P6	59	6,2	489	0,14	68
	400P8	61	7,9	384	0,16	61
	400P10	54	8	379	0,19	72

Основными критериями при выборе насосов являются: габарит, необходимая мощность, количество ступеней и эффективность насоса. Учитывая эти критерии наиболее подходящим насосом для всех трех скважин – является насос 400P8.

Рассмотрим допустимые пределы разгона по частоте для корпуса, вала и гидрозащиты. Данный параметр будем рассматривать на самой мощной установке из трех выбранных.

- Пределами гидрозащиты является ограничение по мощности – 239 л.с.
- Пределами вала, также ограничение по мощности – 164 л.с.
- Пределом корпуса является давление на разрыв, которое составляет – 353 кПа.

Данные ограничения позволяют осуществлять разгон по частоте вплоть до 95 гЦ, что является очень большой частотой, поэтому подберем ПЭД для условий разгона до 65 гЦ.

Составим уравнение подобия.

$$\text{Для скважины 902: } 65 = 50 \sqrt{\frac{P_{902}}{36}}$$

Следовательно, необходимая мощность ПЭД для скважины 902 – 61 л.с.

$$\text{Для скважины 232: } 65 = 50 \sqrt{\frac{P_{232}}{28}}$$

Следовательно, необходимая мощность ПЭД для скважины 232 – 48 л.с.

$$\text{Для скважины 1: } 65 = 50 \sqrt{\frac{P_1}{45}}$$

Следовательно, необходимая мощность ПЭД для скважины 232 – 77 л.с.

С учетом запаса мощности в 20% для скважины 902 был подобран 2х-секционный ПЭД 375 серии, мощностью при 50 гЦ – 77 л.с. Для скважины – 232, 2х-секционный ПЭД 375 серии, мощностью при 50 гЦ – 63 л.с. Для скважины – 1, 2х-секционный ПЭД 375 серии, мощностью при 50 гЦ – 92 л.с.

Для выделенных скважин были подобраны насосные системы Centrilift Centurion 400P8 с разными ПЭД. Данное решение позволит сэкономить на закупке и будет являться самым оптимальным для всех трех скважин.

4.4 Экономическая эффективность внедрения

Если говорить о стоимости данных установок, то в этом плане они уступают отечественным насосам, т.к. их стоимость превышает почти в 2 раза стоимость отечественных. Но для оценки экономической эффективности мы также должны рассмотреть и другие ее составляющие (таблица 4.4.1).

Таблица 4.4.1 - Сравнение экономических затрат при эксплуатации отечественных УЭЦН и Centrilift Centurion.

Экономические затраты	Отечественные УЭЦН			Centrilift Centurion			Итого
	902	232	1	902	232	1	
КРС*	16 191 тыс. руб.	12 960 тыс. руб.	7 200 тыс. руб.	5 400 тыс. руб.	4 300 тыс. руб.	3 600 тыс. руб.	+23 051 тыс. руб.
Тех. Операции*	6 900 тыс. руб.	7 500 тыс. руб.	8 400 тыс. руб.	3 130 тыс. руб.	3 130 тыс. руб.	3 130 тыс. руб.	+13 410 тыс. руб.
Стоимость установки*	4 800 тыс. руб.	5 300 тыс. руб.	6 200 тыс. руб.	9 000 тыс. руб.	10 000 тыс. руб.	12 000 тыс. руб.	- 14 700 тыс. руб.

*

- КРС с учетом СНО;
- Технологические операции из расчета фактически проведенных операций на скважинах с УЭЦН, 1 профилактическая операция в месяц на скважинах с УЭЦН Centrilift т.к. он на гарантии;

- Стоимость установки с учетом производительности.

По данным таблицы, экономический эффект за 3 года эксплуатации составляет 21 761 тыс. руб.

Здесь не были учтены энергозатраты, но как показывает опыт внедрения данных УЭЦН на других месторождениях Западной Сибири, энергоэффективность данных установок превосходит НОВОМЕТ. Также не были взяты во внимание простои скважин, когда теряются большие объемы нефти, а следовательно это приводит к экономическим потерям.

Выводы

После внедрения данного типа насосов планируется достигнуть:

- Увеличение МРП скважин;
- Снижение ЧРФ, как следствие снижения затрат на КРС;
- Снижение количества технологических операций;
- Интенсификации добычи нефти, осложненного фонда;
- Снижения необоснованных потерь нефти;
- Экономического эффекта.

Если говорить о возможных прогнозируемых рисках, то:

- Большие капитальные вложения в сравнении с заменой на отечественные УЭЦН;
- Необходимы новые подрядные договоры, для организации обслуживания насосных систем Centrilift.

5 Безопасность и экологичность

ОАО «Томскнефть» ВНК считает первостепенными задачами сохранение жизни и здоровья работников и охрану окружающей среды по отношению к результатам своей деятельности; рациональное использование природных ресурсов – воды, почв, лесов, полезных ископаемых; сокращение образования отходов на основе внедрения современных технологий.

Работа в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды проводится в соответствии с Федеральным законодательством и является неотъемлемой частью устойчивого развития предприятия и одним из приоритетных направлений деятельности.

5.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Работы, связанные со сборкой и монтажом в НКТ установок электроцентробежного насоса и погружных насосов, производятся непосредственно на скважине.

При проведении спускоподъемных операций на работников воздействуют опасные и вредные факторы:

- движущиеся машины и механизмы;
- подвижные части производственного оборудования;
- передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции;
- повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень вибрации;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;

- отсутствие или недостаток естественного света;
- недостаточная освещенность рабочей зоны [15].

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Одной из главных особенностей условий труда персонала и условий, в которых предполагается эксплуатация оборудования, является работа, в основном, на открытом воздухе. Объект работ расположен на территории Томской области в Каргосокском районе, в климатическом регионе Ib, климатического пояса IV [33].

В ходе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, отказы или выходы из строя регулирующих и предохранительных клапанов.

Пары нефти и газа при определенном содержании их в воздухе могут вызвать отравления и заболевания. При постоянном вдыхании нефтяного газа и паров нефти поражается центральная нервная система, снижается артериальное давление, становится реже пульс и дыхание, понижается температура тела. Особенно опасен сероводород – сильный яд, действующий на нервную систему. Он нарушает доставку тканям кислорода, раздражающе действует на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей.

В таблице 5.2.1 приведены значения предельно допустимых концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны [23].

Таблица 5.2.1 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Углеводороды $C_{16}H_{34}$	1	4
Оксид углерода	5	4
Сероводород	10	4

Средняя температура воздуха в теплый период года $+16^{\circ}\text{C}$. Средняя температура зимних месяцев составляет -41°C , а средняя скорость ветра 1,3 м/с. В таких условиях работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин, чтобы избежать переохлаждения.

При низкой температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, это вызывает переохлаждение организма и ведет к заболеванию. При низкой температуре воздушной среды уменьшается подвижность конечностей из-за интенсивной теплоотдачи организма, что сковывает движения.

Перевозка рабочих на место и обратно осуществляется на бортовых автобусах или специально оборудованных грузовых бортовых автомобилях, а в труднодоступных местностях – на вездеходах. Продолжительность рабочего времени установлена трудовым законодательством и не превышает 41 час в неделю.

Для создания благоприятных условий труда рекомендуется выполнять утепление укрытий в холодное время года; обеспечить организацию режимов труда и отдыха, регламентированных перерывов в работе.

5.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м². Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда.

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета $0,2 \text{ м}^2$ на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м^2 .

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета $0,1 \text{ м}^2$ на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м^2 [20].

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ [26].

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 5.3.1 [16].

Таблица 5.3.1 – Характеристики производственного освещения

Характеристики	Оборудование и значения
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20/20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогАЗОЗАЩИТНОЕ
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении [19].

Каждый рабочий должен обеспечиваться необходимой спецодеждой, соответствующей времени года. Лето: роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы, наушники противoshумные с креплением на каску или вкладыши противoshумные, средства защиты от кровососущих насекомых; зимой: шапка-ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы, наушники противoshумные с креплением на каску или вкладыши противoshумные.

Шум и вибрация оказывают вредное воздействие на организм человека. Сильный шум нарушает нормальную деятельность нервной, сердечнососудистой и пищеварительной системы, вызывает переутомление.

Уровень вибраций не превышает допустимых значений. Уровень шума на рабочих местах не превышает 80 дБ. Предельно допустимые уровни звука и вибрации соответствуют санитарным нормам на рабочих местах [15].

Учитывая, что в процессе работы персонал подвергается воздействию повышенного уровня шума и вибрации, предусмотрены коллективные средства снижения уровня шума и вибрации (кожухи, виброизоляция оборудования, рабочего места и др.) [15].

При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами [18].

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

В производственных помещениях и в зонах работы на открытых площадках предусмотрены аварийное и эвакуационное освещение. Замеры уровня освещенности проводятся не реже одного раза в год, а также после реконструкции помещений, систем освещения [32].

5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 5.4.1 [17].

Таблица 5.4.1 – ПДК вредных веществ

Вещества	Объем, мг/м ³
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной О ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами С ₁ —С ₅	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С ₁ —С ₁₀	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ [20].

Грузоподъемность подъемного агрегата, вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка должны соответствовать максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе ремонта.

Каждая буровая установка, взрывопожароопасные объекты по добыче, сбору и подготовке нефти, газа и газового конденсата, ремонту скважин на нефть и газ должны быть обеспечены переносным светильником, напряжением не более 12В во взрывозащищенном исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений [21].

Одиночно установленное оборудование должно иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов.

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных технических документов, регламентирующих эту сферу безопасности [30].

Электроустановки монтируются и эксплуатируются согласно действующим нормативным Правилам [19].

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены, занулены. Все токоведущие части изолированы или помещены на достаточной высоте для защиты от возможного поражения электрическим током [22].

Перед началом работ по текущему и капитальному ремонту скважин бригада должна быть ознакомлена с возможными осложнениями и авариями в процессе работ, планом локализации и ликвидации аварий (ПЛА) и планом работ. С работниками должен быть проведен инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II [20].

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые

соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

В Таблице 5.5.1 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ [16].

Таблица 5.5.1 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °C	450	270-320
Температура вспышки, °C	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8шт.;
- ящик с песком, V = 0,5 м³ – 4шт.;
- ящик с песком, V = 1 м³ – 2шт.;
- лопаты – 5шт.;
- ломы – 2шт.;
- топоры – 2шт.;
- багры – 2шт.;
- ведра пожарные – 4шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению [23].

5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

В ОАО «Томскнефть» ВНК разработан План ликвидации аварий, который содержит порядок действий ответственных лиц, их контакты, а также список необходимых технических средств и материалов. Данный документ разработан с целью предотвращения аварийных ситуаций.

План ликвидации аварий содержит данные о возможном объеме и типе разливаемой жидкости, а также информацию о типах технических средств и материалов, которые необходимы для предотвращения случаев с разливами нефти.

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебитов скважин, а также направления на транспортировку флюида в трубопровод.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 5.6.1 [24].

Таблица 5.6.1 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	<ul style="list-style-type: none">- розлив химреагента в помещении УДХ- загазованность помещения- отравление парами химреагента, облив химреагентом
Пожар в производственном помещении	<ul style="list-style-type: none">- выброс газа и разлив нефти в помещении- поражение людей продуктами горения- загазованность территории и помещения- розлив химреагента
Негерметичность межколонного пространства	<ul style="list-style-type: none">- выброс газа и розлив нефти в окружающую среду- загазованность территории- отравление газом, облив нефтью

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

5.7 Экологичность проекта

Для максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу предусматриваются следующие мероприятия:

- закачка большей части (90%) добытого газа в систему ППД;
- утилизация оставшейся части (10%) добытого газа для нужд собственного энерго- и теплоснабжения;
- применение герметизированных процессов сбора и транспорта нефти,

исключающих выделение нефтепродуктов в атмосферу;

- минимизация и сбор утечек от технологического оборудования с последующим возвратом их в технологический процесс;

- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;

- на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу (плавающие крыши);

- организация санитарно-защитной зоны от объектов.

Основными действиями по охране почв являются:

- прокладка дорог к буровым установкам, скважинам и другим объектам с учетом минимального разрушающего воздействия на почву;

- устройство нефтеловушек, дренажа на пониженных участках местности;

- сооружение систем накопления отходов бурения;

- устройство закрытых помещений для хранения химреагентов;

- сбор, откачка плавающих нефтепродуктов из шламового амбара и нефтеловушек для последующей их утилизации;

- обезвреживание отходов бурения методом отвердения;

- после завершения работ проводится восстановление нарушенных земель.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В связи со сложными геологическими условиями эксплуатация нефтяных механизированных скважин на Южно-Черемшанском месторождении сопровождается рядом проблем.

Наклонно-направленный профиль скважин, многопластовые залежи, следовательно, частые переходы на вышележащие горизонты в сочетании с осложняющими факторами, в том числе и отложение парафина, не способствуют успешной эксплуатации серийно выпускаемого насосного оборудования, а представляют собой ряд трудностей, которые необходимо предотвращать технически и технологически. Что в последующем приведет к снижению межремонтного периода работы скважин и как следствие увеличению себестоимости извлекаемой нефти.

В области технологии добычи нефти важно- испытание и внедрение новых видов оборудования, нестандартных компоновок оборудования, предназначенного для подъёма жидкости из нефтяных скважин.

Для добычи нефти в сложных условиях Южно-Черемшанского месторождения используют отечественное оборудование и разработки. Весь фонд механизированных скважин оснащен отечественным насосным оборудованием (УЭЦН), которое недостаточно успешно справляется со своей задачей.

В работе был предложен альтернативный способ эксплуатации осложненного механизированного фонда скважин, а именно замена отечественных насосных систем на импортные Centrilift Centurion. Использование данного оборудования позволяет решить проблемы, вызванные осложняющими факторами. При этом получится значительно увеличить межремонтный период, снизить количество технологических операций и достигнуть эффективной эксплуатации механизированного фонда Южно-Черемшанского месторождения.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АСПВ- асфальто-смолисто-парафиновые вещества;
АСПО- асфальто-смолисто-парафиновые отложения;
ГГКп- гамма- гамма каротаж плотностной;
ГИС- геофизические исследования скважин;
ГК- гамма каротаж;
ГНКТ - гибкие насосно-компрессорные трубы;
ГС- горизонтальная скважина;
ГТМ- геолого-технические мероприятия;
КРС- капитальный ремонт скважин;
МРП- межремонтный период;
НКТ- насосно-компрессорная труба;
ОПЗ- обработка призабойной зоны;
ПЗ- призабойная зона;
ПЗП- призабойная зона пласта;
ППД- поддержание пластового давления;
ППУ- паропередвижной установке;
ПРС- промежуточный ремонт скважин;
ПЭД- погружной электродвигатель;
СИЗ- средства индивидуальной защиты;
СНО- средней наработки на отказ;
УЭВН- установка электровинтового насоса;
УЭЦН- установка электроцентробежного насоса;
ЧРФ- часторемонтируемый фонд;
ЭЦН- электроцентробежный насос.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 «Анализ снижения МРП в сравнении с бизнес-планом 2014» / Отчет ОАО «Томскнефть» ВНК / 2014.
- 2 «Организация работ по охране труда в обществе» / Стандарт компании ОАО «Томскнефть» ВНК / 2012.
- 3 «Основные требования соблюдения экологической безопасности» / Стандарт компании ОАО «Томскнефть» ВНК / 2012.
- 4 «Показатели работы механизированного фонда скважин ЦДНГ-7 ОАО «Томскнефть» ВНК / Отчет ОАО «Томскнефть» / 2015.
- 5 «Часторемонтируемый фонд скважин Южно-Черемшанского месторождения» / Отчет ОАО «Томскнефть» ВНК / 2015.
- 6 Вагапов С.Ю. / «Скважинные насосные установки для добычи нефти» / Уфа / Издательство – УГНТУ / 2003.
- 7 Деньгаев А.В / Повышение эффективности эксплуатации скважин погружными центробежными насосами при откачке газожидкостных смесей / Дис. канд. техн. наук. - М. / 2006.
- 8 Ивановский В.Н., Дарищев В.И. / «Скважинные насосные установки для добычи нефти». / М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина / 2002.
- 9 Красиков А.И. / «Материалы и технологии для осложненных условий эксплуатации». / Периодическое издание «Инженерная практика» №5, 2011. 11. Мищенко И.Т. / «Скважинная добыча нефти» / Москва / Издательство «НЕФТЬ и ГАЗ» РГУ нефти и газа им. Н.М. Губкина / 2003.
- 10 Отчёт научно - исследовательской работы / «Изучение свойств и микрокомпонентного состава пластовых жидкостей Южно-Черемшанского месторождения».
- 11 Официальный сайт компании «BakerHughes» / [Электронный ресурс] / Режим доступа: www.bakerhughesdirect.com

12 Официальный сайт компании «RMSPumptools» / [Электронный ресурс]. / Режим доступа: www.rmspumptools.com

13 ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

14 Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016

15 СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

16 Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть

17 ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Метод измерения освещенности.

18 Руководство 2.2.2006-05 «Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 29 июля 2005 г.).

19 СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

20 ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

21 ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

22 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013

23 СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».

- 24 ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждёнными постановлением Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. № 5
- 25 ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 26 СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».
- 27 Официальный сайт ОАО «Томскнефть» ВНК / [Электронный ресурс]. / Режим доступа: www.tomskneft.ru
- 28 Периодическое издание «Инженерная практика» №5 / 2011 / С. 35-39.
- 29 Щуров В.И. «Техника и технология добычи нефти» / М.: Издательство Недра / 1983.
- 30 Эксплуатация скважин в осложненных условиях. / Алескеров С.С., Алибеков Б.И., Алиев С.М., Бувеч Ю.А., Вартанов В.Г., Манюхин Н.М., Чубанов О.В. – М. / изд-во «Недра» / 1971.
- 31 ГОСТ Р 12.4.236-2011 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования.
- 32 СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение".